

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA:

**Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica de
20 kW en un edificio singular**

ALUMNO: Álvaro García-Heras Pino

TUTOR: Consuelo Gómez Pulido

Madrid. Octubre de 2009

1. OBJETIVO:	4
2. INTRODUCCIÓN:	6
2.1 Energía solar fotovoltaica: Usos y aplicaciones	7
2.2 Tecnología fotovoltaica: Funcionamiento y componentes	9
2.2.1 Generación de energía eléctrica con energía solar fotovoltaica	9
2.2.2 Tipos de sistemas	11
2.2.3 Ciclo para la generación de energía	14
2.2.4 Componentes	15
2.2.4.1 Célula fotovoltaica	16
2.2.4.2 Generador fotovoltaico	25
2.2.4.3 Inversor	26
2.2.4.4 Contadores	32
2.2.4.5 Conexión a la red	34
2.2.4.6 Accesorios	35
2.2.4.7 Estructuras de soporte y elementos de fijación	41
2.3 Energía solar fotovoltaica en edificios	41
2.2.1 Situación actual de los edificios conectados a red	44
2.2.2 Los sistemas fotovoltaicos en edificios	45
2.2.3 Consideraciones de seguridad y diseño	45
2.2.3.1 Factores de producción eléctrica	45
2.2.3.2 La seguridad	46
2.4 Marco Normativo	48
2.5 Herramienta de diseño: PVSYST	53
2.5.1 Introducción	53
2.5.2 Diseño de un proyecto en PVSYST	54
3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN:	61
3.1 Emplazamiento: Características	61
3.2 Requisitos administrativos y legales	64
3.2.1 Depositar un aval	64
3.2.2 Solicitud de punto de acceso y conexión a la compañía eléctrica	64
3.2.3 Solicitud de autorización administrativa	65
3.2.4 Permiso municipal de licencia de obras	66
3.2.5 Permisos medioambientales	66
3.2.6 Licencia de actividad	66
3.2.7 Alta en régimen especial	67
3.2.8 Inscripción previa en el registro de instalaciones de régimen especial	68
3.2.9 Registro de preasignación	69
3.2.10 Solicitud de código de actividad y establecimiento (C.A.E.)	70
3.2.11 Acta de puesta en servicio	70
3.2.12 Contrato con la compañía distribuidora	71
3.2.13 Acta de pruebas	71
3.2.14 Certificado de puntos de medida	71
3.2.15 Inscripción en registro	71
3.2.16 Facturación a tarifa PV	72
3.3 Requisitos técnicos	72
3.3.1 Instalación eléctrica	72
3.3.2 Obra civil	73
3.4 Dimensionamiento del inversor y del generador fotovoltaico	73
3.4.1 Cálculo de potencia	73

3.4.2 Ajuste del rango de tensiones	75
3.4.3 Numero de filas en paralelo	79
3.5 Diseño y dimensionado del cableado.....	80
3.5.1 Dimensionado del cableado de una fila	82
3.5.2 Dimensionado del cable principal en corriente continua.....	83
3.5.3 Dimensionado del cable de corriente alterna	84
3.6 Protección contra rayos y sobretensiones y puesta a tierra.....	85
3.6.1 Caída directa de un rayo y protección exterior contra rayos.....	86
3.6.2 Efectos indirectos de un rayo y protección interna contra rayos.....	86
3.6.3 Protección contra rayos y sobretensiones en edificios sin pararrayos....	87
3.6.4 Puesta a tierra y conexión equipotencial	87
3.7 Análisis energético de los sistemas fotovoltaicos conectados a red	89
3.7.1 Parámetros característicos de una instalación fotovoltaica conectada a red	89
3.7.2 Cálculo de la energía producida.....	91
3.7.3 Pérdidas normalizadas	91
3.8 Descripción general de la instalación.....	99
4. MEMORIA TÉCNICA:.....	100
4.1 Dimensionamiento de la instalación.....	105
4.1.1 Selección y descripción de los componentes	105
4.1.2 Análisis energético	117
4.1.3 Análisis económico.....	121
4.1.4 Análisis medioambiental	124
4.2 Presupuesto detallado	125
4.3 Planos	127
4.4 Pliego de condiciones	128
4.4.1 Condiciones generales	128
4.4.1.1 Objeto del pliego	128
4.4.1.2 Obras que comprende el proyecto	128
4.4.1.3 Disposiciones aplicables.....	128
4.4.1.4 Obligaciones sociales	128
4.4.1.5 Relaciones legales y responsabilidad con el público.....	129
4.4.1.6 Facilidades para la inspección	129
4.4.1.7 Seguridad en el trabajo	129
4.4.1.8 Contradicciones y omisiones del proyecto	129
4.4.1.9 Inicio de las obras	129
4.4.1.10 Desarrollo y control de la obra	130
4.4.1.11 Conclusión del contrato	131
4.4.1.12 Obras no especificadas	132
4.4.2 Condiciones técnicas de los materiales	132
4.4.2.1 Cemento.....	132
4.4.2.2 Agua	132
4.4.2.3 Áridos para morteros y hormigones	132
4.4.2.4 Aluminio.....	133
4.4.2.5 Morteros de cemento	133
4.4.2.6 carpintería metálica y cerrajería	133
4.4.2.7 Instalaciones eléctricas	133
4.4.2.8 Materiales no especificados	133
4.4.3 Condiciones que deben cumplir las unidades de obras.....	134
4.4.3.1 Morteros	134

4.4.3.2 Carpintería metálica.....	134
4.4.3.3 Instalación eléctrica	134
4.4.4 Disposiciones finales	135
4.4.4.1 Materiales y unidades no descritos en el Pliego	135
4.4.4.2 Prevenciones	135
4.4.4.3 Certificados y documentación	135
4.4.4.4 Libro de incidencias.....	135
5. CONCLUSIONES	136
6. ANEXOS	138
7. BIBLIOGRAFÍA	160

1. OBJETIVO:

El objetivo del proyecto es dimensionar una instalación solar fotovoltaica para un edificio público, de forma que cumpla con el nuevo Real Decreto 1578/2008 de 26 de Septiembre. El fin es conseguir un edificio autosuficiente energéticamente consumiendo aproximadamente la energía solar que genera. Este consumo de energía no será directo, la energía generada será vertida a la red y la que necesita consumir el edificio será cogida de la red eléctrica, pero se intentará que la diferencia entre consumo y generación sea de valor cero o lo que sería aún mejor, generar más de lo que se consuma, para obtener con ello una retribución económica.

Se analizará la viabilidad de la instalación, dimensionándola de tal forma que se obtenga la mayor independencia energética pero siempre manteniéndose dentro de unos márgenes rentables.

Para ello es necesario explicar el funcionamiento de estos sistemas, así como exponer la situación actual de la energía solar fotovoltaica y de toda la tecnología que rodea al sector.

La necesidad de plantear un proyecto de este tipo se debe a la necesidad actual de imponer energías limpias y renovables. La unión europea ha adquirido una serie de compromisos para conseguir minimizar las emisiones contaminantes a la atmósfera y así minimizar los problemas derivados de ellas que pueden darse en un futuro. La implantación de nuevas fuentes de energía renovables se convierte en una necesidad imprescindible y para ello se han marcado una serie de directrices a fin de que los países incrementen el uso de ellas y poder llegar a una de las primeras metas impuestas por la unión europea, la cual pretende conseguir que para 2010 un 29,4% de la electricidad interior provenga de fuentes de energía renovables.

Es necesario tener en cuenta que es difícil concienciar a la sociedad sobre la necesidad de introducir estas nuevas fuentes de energía. Todos sabemos que se debe evolucionar hacia ellas por muchos motivos pero no se puede condenar a los ciudadanos a una inversión económica tan grande, a preocupaciones de mantenimiento y otros problemas ocasionados para los cuales hay que tener una fuerte iniciativa de cambio y estar dispuestos a sacrificar ciertas comodidades.

La energía solar es una fuente de energía renovable en constante evolución. Se basa en obtener energía eléctrica a través de la radiación solar, por medio de unos captadores fotovoltaicos.

La instalación de un sistema de energía solar fotovoltaica actualmente no es una solución totalmente rentable, pero es necesario que se valla introduciendo en una sociedad cada vez mas dependiente de la energía, teniendo en cuenta que la mayoría de esta se obtiene a través de materias primas como el petróleo cada vez más escasas, caras y sobretodo muy contaminantes.

Para conseguir evolucionar hacia estas nuevas fuentes de energía deben ser ejemplo para la sociedad las instituciones públicas, las cuales deben ser pioneras en instalaciones de energías renovables, para hacer evolucionar la tecnología y poder llegar

algún día a convertirse en parte de toda instalación particular. Basándonos en la nueva normativa aprobada en Septiembre de 2008, que obliga a incluir instalaciones solares fotovoltaicas en los edificios públicos de nueva construcción, se dimensionará una instalación en una biblioteca.

2. INTRODUCCIÓN:

La energía solar es la energía obtenida directamente del Sol. La radiación solar incidente en la Tierra puede aprovecharse, por su capacidad para calentar, o directamente, a través del aprovechamiento de la radiación en dispositivos ópticos o de otro tipo. Es un tipo de energía renovable y limpia, lo que se conoce como energía verde.

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m² en la superficie terrestre.

El aprovechamiento de la radiación solar puede darse de tres formas distintas:

- Energía solar térmica: Consiste en utilizar la radiación solar para calentar un fluido, que en función de su temperatura, se emplea para producir agua caliente o incluso vapor (con el uso de colectores).
- Energía solar pasiva: Cuando se aprovecha la radiación solar para mejorar el confort de diversas instalaciones mediante elementos arquitectónicos. Como puede ser orientar los edificios para mejorar su luminosidad y el calor recibido del sol.
- Energía solar fotovoltaica: Transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico.

El sol emite una gran cantidad de energía continuamente. Con el uso de paneles solares se puede captar la radiación que emite y convertirla en calor o en electricidad. Actualmente es obligatorio instalar en todos los edificios de nueva construcción captadores de agua caliente sanitaria (ACS), los cuales calientan el agua que circula por unos tubos en forma de serpentín dentro de un captador solar, con lo que ya se consigue un ahorro considerable de energía. Se pretende que las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica se conviertan también en parte de todos los edificios y poder generar electricidad de forma gratuita para el consumo del edificio donde este instalado o para verter a la red aprovechando las subvenciones actuales que presta el estado.

Se dice que la energía solar fotovoltaica es la energía del futuro. Como características positivas podemos mencionar que, en este tipo de energía, la energía solar se transforma en energía eléctrica sin partes móviles, sin ciclos termodinámicos y sin reacciones químicas.

Esta generación eléctrica es de duración prácticamente ilimitada, no requiere mantenimiento, no produce contaminación ni hace ruido.

El funcionamiento básico se basa en el efecto fotoeléctrico que permite transformar directamente energía solar (ya sea directa o difusa) en energía eléctrica continua. Para ello, se suelen utilizar semiconductores, y en especial el silicio (el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre que se obtiene de la arena).

El elemento base es la célula solar. Suelen ser de silicio monocristalino, policristalino o amorfo. Los conjuntos de células se orientan hacia el Sur para aprovechar más la radiación solar, y son conectadas a un sistema de almacenamiento (baterías) o de conversión de la corriente.

Se trata pues de una fuente de energía que puede aprovecharse en cualquier aplicación: red eléctrica, consumo en lugares aislados de zonas rurales, etc.

Para comprender correctamente los procesos que se dan en la generación de la energía solar por medio de paneles fotovoltaicos es necesario comprender ciertos términos:

- Radiación solar: es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Radiación solar directa: es la radiación solar por unidad de tiempo y unidad de área, que sin haber sufrido modificación en su trayectoria, incide sobre una superficie.
- Radiación difusa: es la radiación solar por unidad de tiempo y unidad de área que, procedente de toda la bóveda celeste, excepto la procedente del disco solar, que incide sobre una superficie.
- Radiación solar reflejada: es la radiación por unidad de tiempo y unidad de área que, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie.
- Radiación global: es la suma de la radiación directa, difusa y reflejada
- Horas sol pico: es el número de horas de sol que con una radiación global de 1000 W/m^2 proporciona una energía equivalente a la radiación global recibida en un período de tiempo.

2.1 Energía solar fotovoltaica: Usos y aplicaciones

La energía solar fotovoltaica tiene la particularidad de ser la única fuente de energía renovable que puede instalarse de forma masiva en el centro de zonas urbanas. De hecho, son muchos los paneles fotovoltaicos que se integran en edificios, proporcionando energía eléctrica de manera segura, ecológica y autónoma.

La generación fotovoltaica se divide en dos grandes grupos: sistemas aislados (autónomos sin conexión a la red) y sistemas conectados a la red eléctrica.

Es interesante notar que cualquier usuario puede obtener su propia energía de forma independiente, con el apoyo para la generación en las horas sin sol de otro sistema complementario (diesel, eólico), o acumulando la energía sobrante en baterías.

Podría también intercambiar energía con la red eléctrica. La elección de un sistema aislado o uno conectado a red depende de varios factores que serán analizados más adelante.

También son ventajas muy interesantes la limpieza, la seguridad, el silencio, la sencillez, el mínimo mantenimiento...

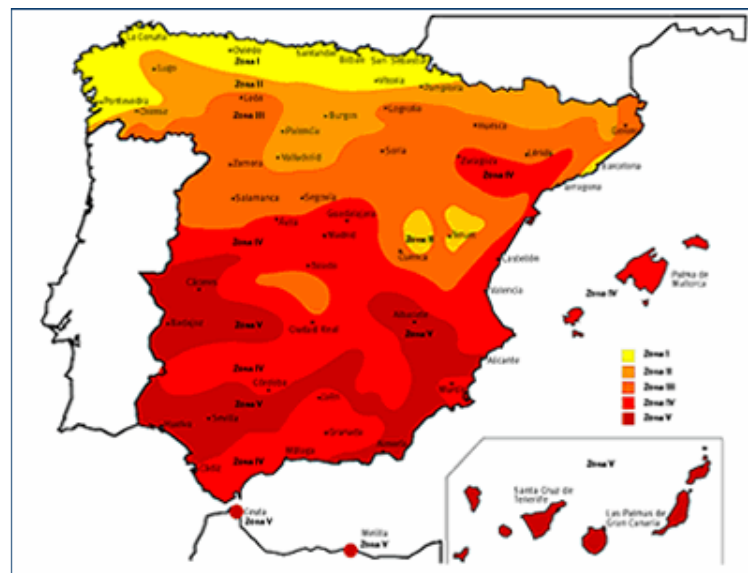
Uso para aplicaciones domésticas: Sin duda alguna, el hecho de que sea una energía de fácil instalación, de ocupación mínima, de que no sea antiestética se ha confirmado en la instalación de los llamados "tejados solares". En éstos, se ahorra la batería como elemento almacenador de energía y se ahorran ciertos materiales de construcción substituidos total o parcialmente por los tejados fotovoltaicos.

Los paneles fotovoltaicos instalados en techos, fachadas, etc..., cubren las necesidades eléctricas de la vivienda o edificio, y el exceso lo inyecta en la red mediante un sistema de inversores, conmutadores y contadores. El sistema permite que en el caso que no fuera esta generación suficiente para cubrir las necesidades (o bien no existiera generación solar fotovoltaica en un momento por ser hora nocturna o sin insolación), la alimentación se haga directamente de la red.

La aplicación de la energía solar fotovoltaica en edificios es la principal razón por la que se está ocupando la capacidad de producción de células y módulos fotovoltaicos que ahora mismo existe y se esté propiciando una expansión de las instalaciones de los más importantes productores mundiales.

La situación geográfica de España hace que el crecimiento en el uso de energía solar sea una opción interesante. La irradiación media diaria que recibe hace que puedan obtenerse grandes cantidades de energía.

La siguiente figura muestra la estimación de la cantidad de energía media diaria por unidad de superficie (irradiación) en España, según 5 zonas climáticas.



2.1 Irradiación media diaria sobre España

Zona I: $H < 3,8$

Zona II: $3,8 < H < 4,2$

Zona III: $4,2 < H < 4,6$

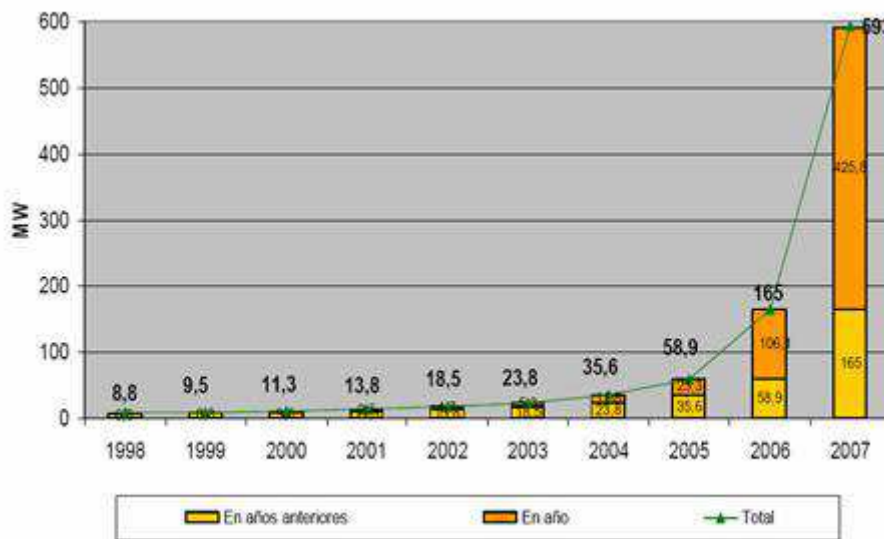
Zona IV: $4,6 < H < 5,0$

Zona V: $5,0 < H$

H (Radiación Media Diaria) se mide en kWh/m².

La Asociación de la Industria Fotovoltáica (ASIF) anunció en 2008 que, “según los datos aún provisionales de la Comisión Nacional de Energía”, en 2007 se conectaron a la red eléctrica 428 MW, “un 440% más que el año anterior”. En España hay ya casi 600 MW fotovoltaicos instalados.

La industria fotovoltaica nacional cuenta ahora mismo con unos 593 MW instalados (569 conectados; el resto, aislados), capaces de abastecer la demanda de electricidad de unos 210.000 hogares españoles. El sector ha generado ya alrededor de 23.000 empleos y más de 15.000 personas son titulares de una instalación.



2.2 Energía solar fotovoltaica instalada en España

Actualmente, algunas estimaciones prevén que en España se podría llegar a producir 180.000 millones de kWh por año por medio de la energía solar fotovoltaica.

2.2 Tecnología fotovoltaica: Funcionamiento y componentes

2.2.1 Generación de energía eléctrica con energía solar fotovoltaica

La energía solar se transforma directamente en electricidad mediante células fotovoltaicas. Este proceso se basa en la aplicación del efecto fotovoltaico, que se produce al incidir la luz sobre unos materiales denominados semiconductores. La luz está compuesta por fotones, que son partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a través de ella. Solo pueden generar electricidad los fotones absorbidos. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Los materiales con los que se fabrican las células son los materiales semiconductores, son materiales que actúan como aislantes a bajas temperaturas y

como conductores cuando se aumenta la energía. El material más usado es el silicio aunque se están investigando nuevos materiales.

Un panel fotovoltaico, también denominado módulo fotovoltaico, está constituido por varias células fotovoltaicas conectadas entre sí y alojadas en un mismo marco. Las células fotovoltaicas, por lo general de color negro o azul oscuro, se conectan en serie, en paralelo o serie-paralelo.

Cuando la luz incide sobre estos materiales los fotones que la constituyen son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor para que rompan el enlace que los mantiene ligados a los átomos respectivos (formación de pares electrón-hueco). Por cada enlace roto queda un electrón libre para circular dentro del sólido. La falta del electrón en el enlace roto, que se llama hueco, también puede desplazarse libremente por el interior del sólido, transfiriéndose de un átomo a otro debido al desplazamiento del resto de los electrones de los enlaces. Los huecos se comportan en muchos aspectos como partículas con cargas positivas igual al del electrón.

Al moverse los electrones y los huecos en direcciones opuestas se genera una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo y liberar en él una energía de la cedida por los fotones al crear los pares electrón-hueco. Para separar los electrones de los huecos e impedir que se restablezca el enlace, se utiliza un campo eléctrico que hace que ambos circulen en direcciones opuestas, dando lugar a una corriente en el sentido de dicho campo eléctrico.

El mercado engloba una gran cantidad y variedad de módulos fotovoltaicos: grandes o pequeños; rígidos o flexibles (incluso enrollables); en forma de placa, de teja o de ventana; con marco incorporado o no; con soporte orientable mecánicamente o no (a través de sensores se pueden orientar para captar la mayor radiación solar); de distintas tonalidades (negro, azul, pardo, amarillento, etc.)... Precisamente debido a esta gran variedad de paneles el rango de precios es muy amplio.

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por:

- Su simplicidad y fácil instalación.
- Ser modulares.
- Tener una larga duración (la vida útil de los módulos fotovoltaicos es superior a 30 años).
- No requerir apenas mantenimiento.
- Tener una elevada fiabilidad.
- No producir ningún tipo de contaminación ambiental.
- Tener un funcionamiento totalmente silencioso.

Para su caracterización, los módulos se miden en unas condiciones determinadas denominadas condiciones estándar: 1.000 W/m^2 (1 kW/m^2) de radiación solar y 25°C de temperatura de las células fotovoltaicas. La máxima potencia generada en estas condiciones por cada módulo fotovoltaico se mide en W_p (vatios pico); a esta potencia se la denomina potencia nominal del módulo.

La energía producida por los sistemas fotovoltaicos es el resultado de multiplicar su potencia nominal por el número de horas pico, dado que no todas las horas de Sol son de la intensidad considerada como pico, es decir 1.000 W/m^2 . El número de horas pico de un día concreto se obtendrá dividiendo toda la energía producida en ese día (en Wh/m^2) entre 1.000 W/m^2 . Aproximadamente la suma total de la energía que produce el Sol durante un día equivale en la Península Ibérica a unas 5 horas solares pico durante el verano y entre 2 y 4 durante el invierno, según la zona.

La electricidad producida por un panel fotovoltaico es en corriente continua y sus parámetros característicos (intensidad y tensión) varían con la radiación solar que incide sobre las células y con la temperatura ambiente. La electricidad generada con energía solar fotovoltaica se puede transformar en corriente alterna, con las mismas características que la electricidad de la red convencional, utilizando inversores.

2.2.2 Tipos de sistemas

2.2.2.1 Sistemas aislados:

Se emplean en lugares con acceso complicado a la red eléctrica y donde resulta más fácil y económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea de enganche a la red eléctrica general. Su objetivo principal es satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica en estos lugares remotos. Se dividen en función de los equipos intermedios que forman parte de la instalación, si poseen baterías o sin baterías. Si además se apoya de otro sistema de generación de energía como pueda ser un aerogenerador o un grupo electrógeno se denomina instalación mixta. Las baterías son fundamentales para el almacenamiento de la energía cuando no hay sol, y así disponer de energía durante todo el día, en caso de no poseer baterías la energía debe consumirse instantáneamente sin posibilidad de almacenamiento.

Estos sistemas los podemos encontrar, por ejemplo, en:

- Zonas rurales aisladas
- Áreas de países en vías de desarrollo sin conexión a red
- Iluminación de áreas aisladas y carreteras
- Sistemas de comunicación (repetidores de señal, boyas, balizas de señalización, SOS en carreteras y autopistas...)
- Sistemas de bombeo de agua
- Suministro eléctrico en yates
- Pequeños sistemas autónomos: calculadoras, cámaras, ordenadores, teléfonos móviles, etc.

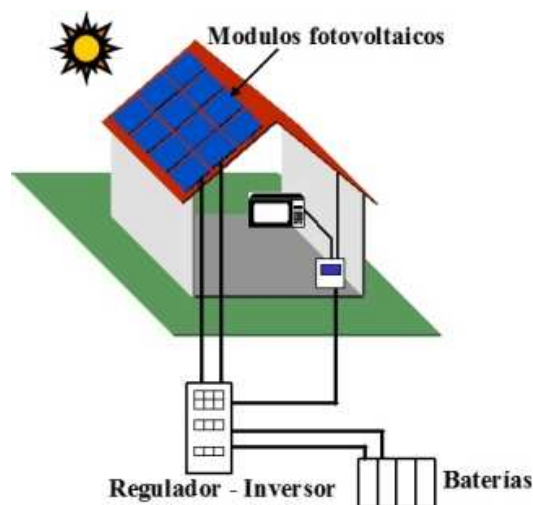
Estos sistemas constan de:

- Paneles fotovoltaicos: generan electricidad a partir de la energía del sol.
- Baterías: almacenan la electricidad generada por los paneles para poder así utilizarla en horas en donde la energía consumida es superior a la generada por los módulos como, por ejemplo, de noche. En estos casos la energía se consume directamente de las baterías y no de los paneles.
- Regulador de carga: control del proceso de carga y descarga de las baterías, evitando sobrecargas o descargas profundas alargando así la vida útil de las baterías.
- Inversores: transforman la corriente continua (CC) en alterna (CA), que es la que se utiliza de forma habitual en nuestros hogares. Si los consumos fuesen en CC se podría prescindir del uso del inversor. En algunos países en vías de desarrollo las instalaciones en CC tienen una gran importancia llegando a miles de sistemas instalados.

El número de paneles a instalar debe calcularse teniendo en cuenta:

- La demanda energética en el mes más desfavorable
- La radiación máxima disponible en el mes más desfavorable. Ésta dependerá de la zona en cuestión, la orientación y la inclinación de los módulos fotovoltaicos elegida.

Los sistemas aislados cobran especial importancia en aquellos países en los que la red eléctrica no está muy extendida (caso de muchos países en desarrollo); convirtiéndose, para muchos, en la única posibilidad de acceder a la electricidad. Si tenemos en cuenta que hoy en día 2.000 millones de personas no tienen acceso a la red eléctrica, se constata la importancia que la energía solar fotovoltaica tiene para estos países en desarrollo. En estos países, hay más de medio millón de casas que disponen de electricidad gracias a los sistemas fotovoltaicos.



2.3 Esquema de un sistema aislado

2.2.2.2 Sistemas conectados a la red:

Se instalan en zonas urbanas que disponen de red eléctrica y su función es producir electricidad para venderla a la compañía suministradora. Además de ser una alternativa para disminuir considerablemente las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. El crecimiento de estos sistemas es debido a las retribuciones que el gobierno asigna para este tipo de instalaciones. Estos sistemas constan de:

- Paneles fotovoltaicos.
- Inversores.
- Cuadro de protecciones y contadores.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pueden ser de muy diversos tamaños y pueden ir desde pequeños sistemas instalados, por ejemplo en tejados o azoteas, hasta centrales fotovoltaicas instaladas en terrenos de grandes dimensiones (se pueden utilizar zonas rurales no aprovechadas para otros usos) pasando por instalaciones intermedias como pueden ser las que utilizan grandes cubiertas de áreas urbanas, aparcamientos, centros comerciales, áreas deportivas, etc.

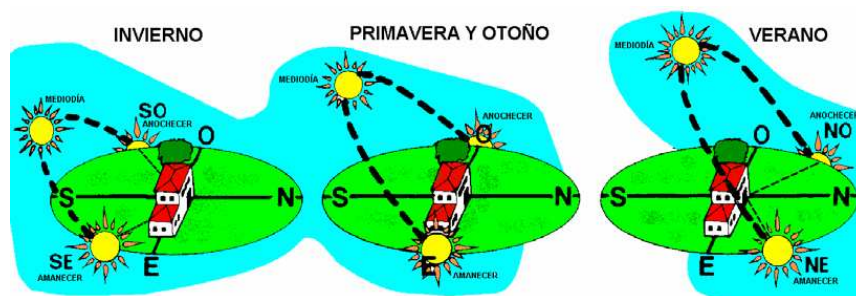
Las instalaciones en tejados o en grandes cubiertas representan un exponente claro de algunas de las grandes ventajas de la energía fotovoltaica, como es que los sistemas pueden ser de pequeño tamaño sin perder efectividad, la generación eléctrica puede darse en el mismo lugar donde se realiza el consumo (lo que evita costes y pérdidas de transporte y distribución de la electricidad) y además su instalación no requiere de ocupación de espacio adicional, aprovechando un espacio ya construido.

En los últimos años la energía solar fotovoltaica conectada a red se ha desarrollado enormemente, gracias al marco económico favorable. A finales de 2003 las instalaciones conectadas a red representaban más del 85% de la energía solar fotovoltaica instalada en Europa y se prevé que en los próximos años este porcentaje siga aumentando significativamente.



2.4 Esquema de un sistema conectado a la red

La ubicación de los módulos es un aspecto muy importante, una mala colocación puede hacer que la instalación sea poco rentable. Los módulos fotovoltaicos se pueden instalar en terrazas, tejados, azoteas y patios, pero también en marquesinas, pérgolas, balcones, cornisas, cubiertas de aparcamientos, etc. Un aspecto fundamental en la localización de los módulos es asegurar que no existen obstáculos que les puedan dar sombra, al menos durante las horas centrales del día (vegetación, otros edificios, elementos constructivos, otros módulos, etc.). Si se observan las posiciones del Sol al amanecer, mediodía y atardecer en cualquier lugar del hemisferio norte, se verá como el sol sale por el este, se desplaza en dirección sur y se pone por el oeste. Es por eso por lo que para aprovechar a lo largo del año más tiempo la luz solar, la orientación de los paneles se hace hacia el sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur. En definitiva, los paneles se instalarán siempre mirando hacia el Ecuador.



2.5 Recorrido del sol en el hemisferio norte

La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos depende de:

- a) la latitud del lugar donde se van a instalar
- b) la tipología, según sea una instalación conectada o aislada de la red eléctrica.

En una instalación conectada a la red eléctrica lo que se busca es la máxima producción anual (la mayor cantidad posible de kWh a lo largo del año); para conseguir esto los paneles fotovoltaicos se inclinan entre 5° y 10° menos que la latitud, aunque lo que se deja de generar por estar inclinados por encima o por debajo de este óptimo representa sólo un 0,08% por cada grado de desviación respecto a la inclinación óptima.

En instalaciones aisladas se ha de garantizar el suministro de electricidad durante todo el año. Los meses más críticos son los de invierno (menos radiación solar), por lo que se persigue la máxima captación en invierno. Para asegurar la máxima captación solar en esos meses los módulos se inclinan unos 10° más que la latitud.

2.2.3 Ciclo para la generación de energía

A continuación se expone como se genera la energía eléctrica a partir de la radiación captada y los elementos necesarios para realizar la conversión.

Primeramente, para generar electricidad solar fotovoltaica se necesitan un conjunto de módulos conectados entre sí.

En segundo lugar, para transformar la electricidad producida por un panel solar fotovoltaico (corriente continua) en electricidad con las mismas características que la

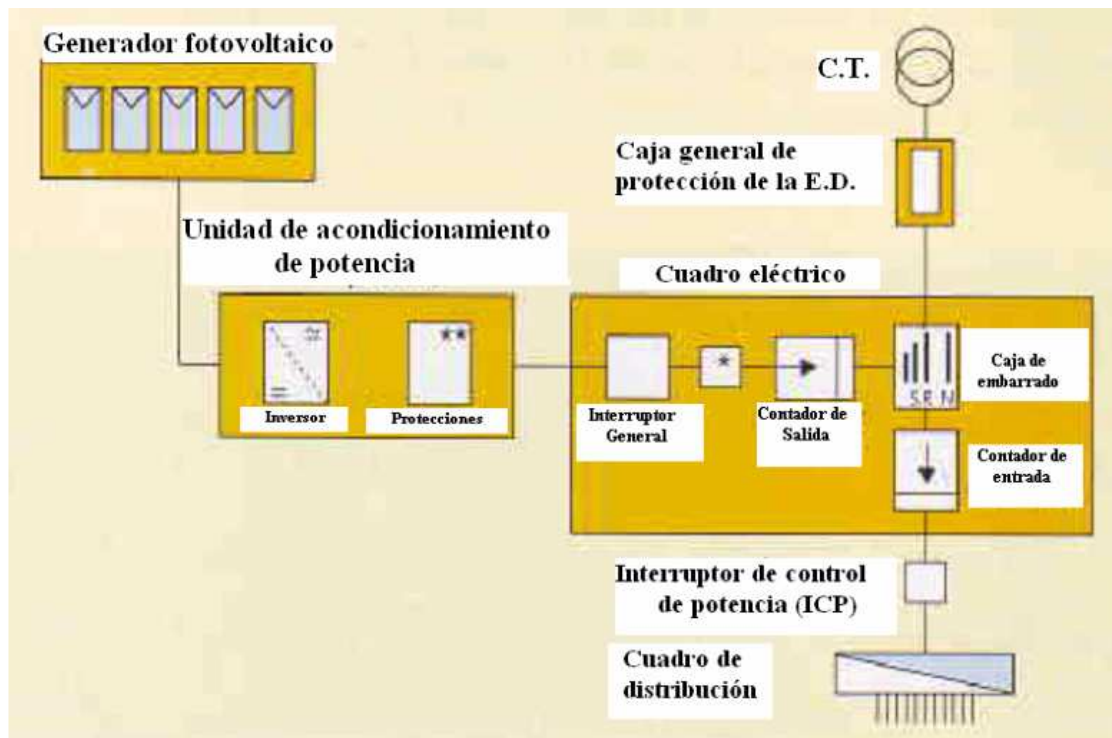
red convencional (corriente alterna a 230 voltios y frecuencia de 50 Hz), se necesita un inversor. Existen diferentes tipos de inversores, es recomendable escogerlo en función del tamaño de la instalación. La potencia del inversor suele ser entre un 10% y un 20% menor que la suma de las potencias de todos los módulos fotovoltaicos que constituyen la instalación. La potencia del inversor es la que se toma como potencia nominal de la instalación. El inversor se instala entre el generador fotovoltaico y el punto de conexión a la red.

Una vez la electricidad solar ha sido transformada por el inversor, toda la energía producida se inyecta a la red, con las ventajas económicas y medioambientales que esto supone.

El generador fotovoltaico necesita un contador ubicado entre el inversor y la red para cuantificar la energía que se genera e inyecta en la red y otro para cuantificar la energía consumida de la red. El suministro de electricidad al edificio se realizaría desde la red eléctrica, con su propio contador, siendo una instalación totalmente independiente y en paralelo con la instalación fotovoltaica.

2.2.4 Componentes

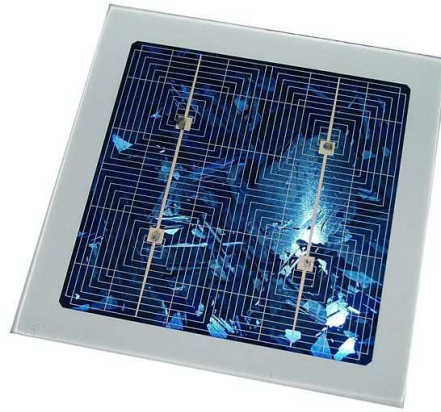
Toda instalación fotovoltaica está formada por una serie de elementos, los cuales son dimensionados dependiendo de las características del sistema que se quiera instalar y sus parámetros son dependientes en cierta medida unos de otros. Los elementos indispensables en una instalación fotovoltaica son: módulos fotovoltaicos, inversor, cableado y protecciones, aunque dependiendo del tipo de instalación y de la legislación vigente en el lugar de emplazamiento se deberán instalar componentes adicionales (baterías para sistemas aislados, contadores para sistemas conectados a red...). En la siguiente imagen se muestra el esquema unifilar de una instalación solar fotovoltaica.



2.6 Diagrama unifilar de una instalación conectada a red

2.2.4.1 Célula fotovoltaica.

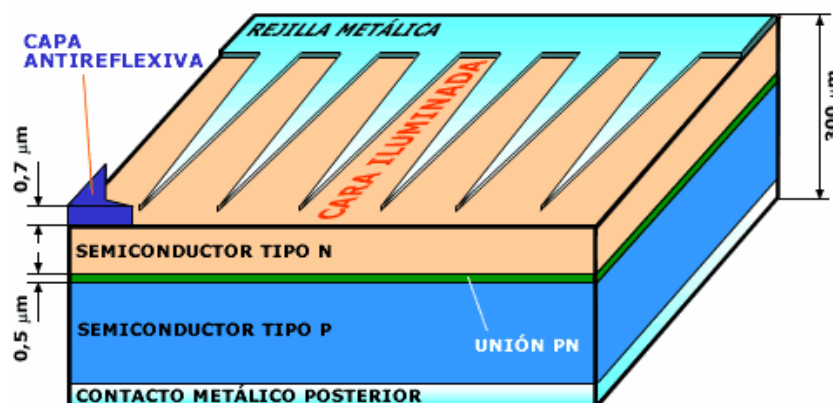
Una célula fotoeléctrica, también llamada célula, fotocélula o célula fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotoeléctrico.



2.7 Célula solar fotovoltaica

a) Generación de energía:

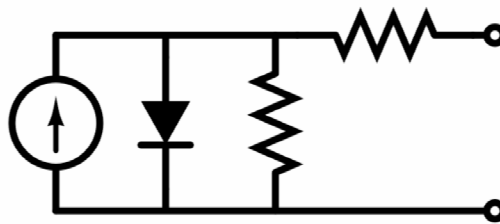
El sistema más común de generación de energía eléctrica por medio de la luz es el creado por las uniones $p-n$. La corriente eléctrica generada en las células solares se crea en la unión de las regiones del cristal semiconductor. En las células convencionales de silicio, la región tipo n se impurifica con fósforo que tiene un electrón de valencia más que el silicio, cinco en total, ésta región tiene una concentración de electrones mucho mayor que la otra región, la tipo p . La región tipo p se impurifica con boro, que tiene 3 electrones de valencia, uno menos que el silicio, y es una región con una concentración de huecos mayor que la de electrones. Estas diferencias de concentraciones de electrones y huecos entre las regiones hacen que se cree un campo eléctrico dirigido de la región p a la región n .



2.8 Estructura de la célula solar

En las células de silicio la unión *p-n* se consigue difundiendo fósforo en una oblea de silicio que originalmente está toda ella impurificada con boro (tipo *p*, región también denominada base). La unión es muy superficial, con valores típicos de la capa difundida (región *n*, o emisor) de 0,2 a 0,5 μm . Las células tienen un espesor comprendido entre 100 y 500 μm .

El comportamiento de la célula fotovoltaica se puede simplificar en el siguiente circuito equivalente, basado en sencillos componentes electrónicos. Una célula ideal puede ser modelada como una fuente eléctrica conectada con un diodo en paralelo. En la práctica, no existen células ideales, por lo que se colocan una resistencia en paralelo y una resistencia en serie.



2.9 Circuito equivalente de una célula solar

Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica están basadas en el aprovechamiento del efecto fotovoltaico que tiene mucho que ver con lo explicado anteriormente. De forma muy resumida y desde el punto de vista eléctrico, el efecto fotovoltaico se produce al incidir la radiación solar (fotones) sobre los materiales que definimos al principio como semiconductores extrínsecos. La energía que reciben estos provenientes de los fotones, provoca un movimiento caótico de electrones en el interior del material.

Al unir dos regiones de un semiconductor al que artificialmente se había dotado de concentraciones diferentes de electrones, mediante los elementos que denominados dopantes, se provoca un campo electrostático constante que reconduce el movimiento de electrones. Este material formado por la unión de dos zonas de concentraciones diferentes de electrones se denomina unión *p-n*, pues la célula solar en definitiva es esto, una unión *p-n* en la que la parte iluminada será la tipo *n* y la no iluminada será la tipo *p*.

De esta forma, cuando sobre la célula solar incide la radiación, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre las bornas de una pila. Mediante la colocación de contactos metálicos en cada una de las caras puede extraerse la energía eléctrica, que se utilizará para alimentar una carga.

Para que se produzca el efecto fotovoltaico debe cumplirse que:

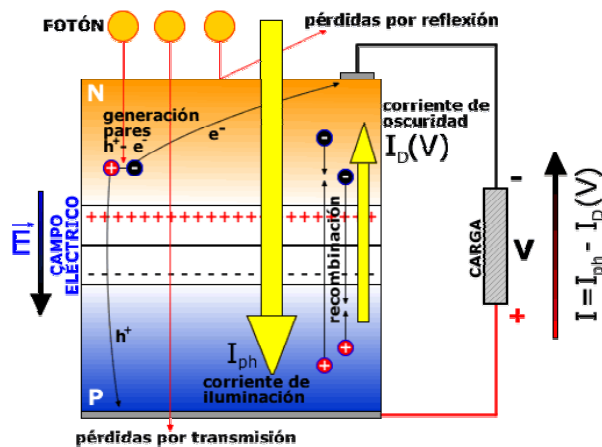
$$E_{\text{foton}} = \frac{hc}{\lambda} \geq E_g$$

$$E_{foton}(eV) = \frac{1240}{\lambda(nm)}$$

Por otro lado y dando una explicación desde un punto de vista cuántico, su funcionamiento se basa en la capacidad de transmitir la energía de los fotones de la radiación solar a los electrones de valencia de los materiales semiconductores, de manera que estos electrones rompen su enlace que anteriormente los tenía ligado a un átomo. Por cada enlace que se rompe queda un electrón y un hueco (falta de electrón en un enlace roto) para circular dentro del semiconductor. El movimiento de los electrones y huecos en sentidos opuestos (conseguido por la existencia de un campo eléctrico como veremos posteriormente) genera una corriente eléctrica en el semiconductor la cual puede circular por un circuito externo y liberar la energía cedida por los fotones para crear los pares electrón-hueco. El campo eléctrico necesario al que hacíamos referencia anteriormente, se consigue con la unión de dos semiconductores de diferente dopado, como vimos al principio de esta sección: Un semiconductor tipo *p* (exceso de huecos) y otro tipo *n* (exceso de electrones). Que al unirlos crea el campo eléctrico *E*.

b) Principio de funcionamiento:

Cuando conectamos una célula solar a una carga y la célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial en extremos de la carga y circula una corriente por ella (efecto fotovoltaico).



2.10 Principio de funcionamiento

La corriente entregada a una carga por una célula solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen. Estas son:

- Corriente de iluminación: Debida a la generación de portadores que produce la iluminación.

$$I_{ph} = I_L$$

- Corriente de oscuridad: Debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga.

$$I_D(V) = I_o \left[\exp \frac{eV}{KT_c} - 1 \right]$$

Los fotones serán los que formarán, al romper el enlace, los pares electrón-hueco y, debido al campo eléctrico producido por la unión de materiales en la célula de tipo P y N, se separan antes de poder recombinarse formándose así la corriente eléctrica que circula por la célula y la carga aplicada.

Algunos fotones pueden no ser aprovechados para la creación de energía eléctrica por diferentes razones:

- Los fotones que tienen energía inferior al ancho de banda prohibida del semiconductor atraviesan el semiconductor sin ceder su energía para crear pares electrón-hueco.
- Aunque un fotón tenga una energía mayor o igual al ancho de banda prohibida puede no ser aprovechado ya que una célula no tiene la capacidad de absorberlos a todos.
- Además, los fotones pueden ser reflejados en la superficie de la célula.

c) Curva característica I-V de iluminación real:

La curva I-V de una célula fotovoltaica representa pares de valores de tensión e intensidad en los que puede encontrarse funcionando la célula. Los valores característicos son los siguientes:

- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): Es el máximo valor de tensión en extremos de la célula y se da cuando esta no está conectada a ninguna carga.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Definido como el máximo valor de corriente que circula por una célula fotovoltaica y se da cuando la célula está en cortocircuito.

La siguiente ecuación representa todos los pares de valores (I/V) en que puede trabajar una célula fotovoltaica.

$$I = I_L - I_o \left[\exp \frac{e(V + IR_s)}{KT_c} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}$$

También se puede expresar con:

$$I = I_{sc} \cdot \left(1 - e^{\frac{-B(V_{oc} - V)}{mKT}} \right)$$

- Punto de máxima potencia “PMP” (P_M): Es el producto del valor de tensión máxima (V_M) e intensidad máxima (I_M) para los que la potencia entregada a una carga es máxima.
- Factor de forma (FF): Se define como el cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito, es decir:

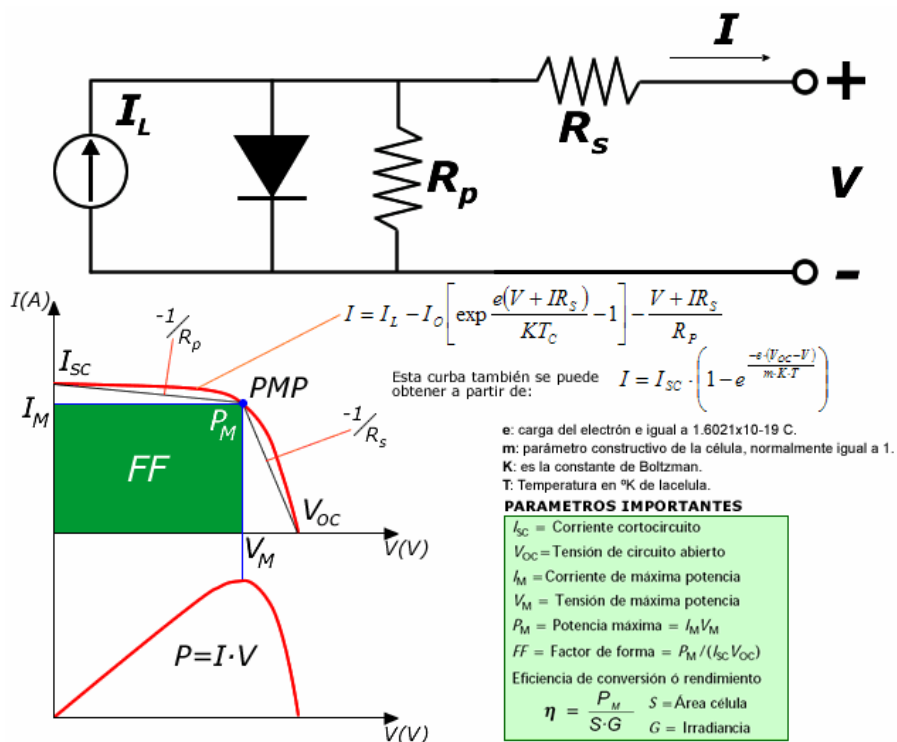
$$FF = \frac{I_M \cdot V_M}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$

- Eficiencia de conversión energética o rendimiento: Se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga (P_M) y la irradiancia incidente (P_L) sobre la célula que es el producto de la irradiancia incidente G por el área de la célula S :

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{I_M \cdot V_M}{P_L}$$

Dichos parámetros se obtienen en unas condiciones estándar de medida de uso universal según la norma EN61215:

- Irradiancia: 1000W/m^2 (1KW/m^2).
- Distribución espectral de la radiación incidente: AM1.5 (masa de aire).
- Incidencia normal
- Temperatura ambiente: 20°C
- Velocidad del viento: 1m/s

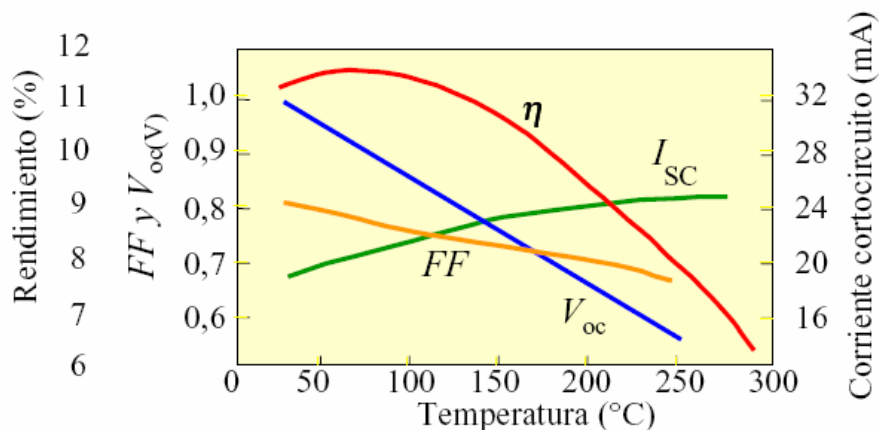


2.11 Circuito equivalente y característica I-V de la célula

d) Influencia de la temperatura en los parámetros básicos de una célula fotovoltaica:

Al aumentar la temperatura de la célula empeora el funcionamiento de la misma:

- Aumenta ligeramente la intensidad de cortocircuito.
- Disminuye la tensión de circuito abierto, aproximadamente: $-2,3 \text{ mV/}^\circ\text{C}$.
- El factor de forma disminuye.
- El rendimiento decrece.



2.12 Influencia de la temperatura

e) Fabricación de células fotovoltaicas:

Materiales usados en la fabricación de paneles solares fotovoltaicos

El material utilizado en la fabricación de células fotovoltaicas es el silicio, uno de los materiales más abundantes del planeta. Tradicionalmente han coexistido tres tipos de células de silicio, aunque en la actualidad se están introduciendo nuevas estructuras y nuevos tratamientos:

- Silicio Monocristalino: La célula es procesada como un único cristal. Utiliza lingotes puros de silicio (los mismos que utiliza la industria de chips electrónicos) sobre los que una vez cortados se realizan las difusiones de impurezas. Son los más eficientes, con rendimientos superiores al 12%.
- Silicio Policristalino: Se fabrica a partir de restos de silicio monocristalino. El tamaño de grano es inferior al de los materiales multicristalinos. Su rendimiento es algo inferior pero su menor coste ha contribuido enormemente a aumentar su uso, cada vez más extendido.
- Silicio Multicristalino: Estas células sacrifican parcialmente el rendimiento final de la célula para conseguir una disminución de su coste. La estructura interna está formada por multitud de granos o monocristales de gran tamaño. La orientación cristalina de estos granos es aleatoria.
- Silicio Amorfo: Se obtiene por deposición de capas delgadas sobre vidrio. El rendimiento es bastante menor que los anteriores, por lo que su uso se limita a aplicaciones de pequeña potencia como calculadoras, relojes, etc. Conlleva unos costes más reducidos.

Recientemente se han desarrollado dos nuevas tecnologías con base de silicio: silicio en bandas y película de silicio. Son más flexibles por lo que su cuota de mercado está ascendiendo (en 2003 ascendían al 4,3 %). Además se están investigando nuevas tecnologías debido a que es un mercado en constante evolución.

El proceso de fabricación de una célula mono o policristalina puede resumirse en las siguientes fases:

- Obtención del silicio: A partir de las rocas ricas en cuarzo (formadas principalmente por SiO_2 , muy abundantes en la naturaleza) y mediante el proceso de reducción con carbono, se obtiene Silicio con una pureza aproximada del 99%, que no resulta suficiente para usos electrónicos y que se suele denominar Silicio de grado metalúrgico.

La industria de semiconductores purifica este Silicio por procedimientos químicos, normalmente destilaciones de compuestos colorados de Silicio, hasta que la concentración de impurezas es inferior al 0.2 partes por millón. El material así obtenido suele ser llamado Silicio grado

semiconductor y aunque tiene un grado de pureza superior al requerido en muchos casos por las células solares, ha constituido la base del abastecimiento de materia prima para aplicaciones solares, representando en la actualidad casi las tres cuartas partes del abastecimiento de las industrias de fabricación de células.

Sin embargo, para usos específicamente solares, son suficientes (dependiendo del tipo de impureza y de la técnica de cristalización), concentraciones de impurezas del orden de una parte por millón. Al material de esta concentración se le suele denominar Silicio grado solar.

Existen actualmente tres posibles procedimientos en distintas fases de experimentación para la obtención del Silicio grado solar, que proporcionan un producto casi tan eficaz como el del grado semiconductor a un coste sensiblemente menor.

- **Cristalización:** Una vez fundido el Silicio, se inicia la cristalización a partir de una semilla. Dicha semilla es extraída del silicio fundido, este se va solidificando de forma cristalina, resultando, si el tiempo es suficiente, un monocristal. El procedimiento más utilizado en la actualidad es el convencional método Czochralsky, pudiéndose emplear también técnicas de colado. El Silicio cristalino así obtenido tiene forma de lingotes. También se plantean otros métodos capaces de producir directamente el Silicio en láminas a partir de técnicas basadas en la epitaxia, en crecimiento sobre soporte o cristalización a partir de Si mediante matrices.

Se obtienen principalmente dos tipos de estructuras: una la monocristalina (con un único frente de cristalización) y la otra la policristalina (con varios frentes de cristalización, aunque con unas direcciones predominantes). La diferencia principal radica en el grado de pureza del silicio durante el crecimiento/recristalización.

- **Obtención de obleas:** El proceso de corte tiene gran importancia en la producción de las láminas obleas a partir del lingote, ya que supone una importante pérdida de material (que puede alcanzar el 50%). El espesor de las obleas resultantes suele ser del orden de 2-4mm.
- **Fabricación de la célula y los módulos:** Una vez obtenida la oblea, es necesario mejorar su superficie, que presenta irregularidades y defectos debidos al corte, además de retirar de la misma los restos que puedan llevar (polvo, virutas), mediante el proceso denominado decapado.

Con la oblea limpia, se procede al texturizado de la misma (siempre para células monocristalinas, ya que las células policristalinas no admiten este tipo de procesos), aprovechando las propiedades cristalinas del Silicio para obtener una superficie que absorba con más eficiencia la radiación solar incidente.

Posteriormente se procede a la formación de una unión PN mediante deposición de distintos materiales (compuestos de fósforo para las partes N y compuestos de boro para las partes P, aunque normalmente, las obleas ya están dopadas con boro), y su integración en la estructura del silicio cristalino.

El siguiente paso es la formación de los contactos metálicos de la célula, en forma de rejilla en la cara iluminada por el Sol, y continúa en la cara posterior. La formación de los contactos en la cara iluminada se realiza mediante técnicas serigráficas, empleando más recientemente la tecnología láser para obtener contactos de mejor calidad y rendimiento.

El contacto metálico de la cara sobre la cual incide la radiación solar suele tener forma de rejilla, de modo que permita el paso de la luz y la extracción de corriente simultáneamente. La otra cara está totalmente recubierta de metal.

Finalmente, puede procederse a añadir una capa antirreflexiva sobre la célula, con el fin de mejorar las posibilidades de absorción de la radiación solar.

Una vez concluidos los procesos sobre la célula, se procede a su comprobación, previamente a su encapsulado, interconexión y montaje en los módulos.

Tipos de células según su aplicación

Dependiendo del tipo de instalación que valla a llevarse a cabo existen diferentes tipos de células con diversas características estructurales y de diseño que se adaptan de la mejor forma posible a las necesidades.

- Células para aplicaciones terrestres sin concentración: La mayoría de los módulos comerciales son de éste tipo. Reciben y transforman la luz solar sin ningún dispositivo añadido. Dentro de este grupo se diferencian los módulos de lámina delgada respecto a células mono y multicristalinas.
- Células para la integración en edificios: La necesidad de integrar módulos fotovoltaicos en los edificios y la necesidad de crear modelos que no alteren el diseño del edificio en el que se ubican ha hecho que se de un fuerte crecimiento en la creación de este tipo de células. Su característica principal es su semitransparencia pudiendo ser colocadas a modo de ventana permitiendo el paso de la luz, en cantidades considerables. Con ello absorben energía del sol a la vez que permiten el paso de luz al interior del edificio manteniendo su iluminación natural. Esto se consigue creando surcos de tamaño controlado en las capas activas de la célula, aunque se están trabajando en modelos más avanzados con mejores prestaciones tanto de paso de luz como de absorción de energía.

- Células para aplicaciones terrestres bajo concentración: Estos nuevos módulos incluyen concentradores en su superficie que son capaces de incrementar notablemente la radiación solar incidente en la célula. Con ello se aumenta la energía captada pero por el contrario aumenta la temperatura en la superficie teniendo que incorporar en ciertas ocasiones disipadores térmicos o sistemas de refrigeración, con el consiguiente incremento en los costes.
- Células para aplicaciones espaciales: Sus requerimientos son especiales debido a que actúan fuera de la atmósfera terrestre. Sufren una evolución constante y las posibilidades económicas de ciertos países para la investigación espacial hacen que sean muy avanzadas. Los diseños difieren bastante de los de aplicaciones terrestres.

2.2.4.2 Generador fotovoltaico.

Un módulo fotovoltaico consiste en un conjunto de células fotovoltaicas eléctricamente conectadas unas con otras, encapsuladas montadas en un laminado y una estructura soporte o marco. Los módulos comerciales disponibles actualmente poseen rendimientos en el rango del 6% a la 18% de conversión de energía solar en eléctrica.

El generador fotovoltaico es el conjunto de módulos fotovoltaicos agrupados en serie o en paralelo que se encargan de transformar la energía procedente del sol en energía eléctrica. Los módulos están diseñados para suministrar electricidad a un determinado voltaje (normalmente de 12 o 24 V). La corriente producida depende del nivel de insolación. La estructura del módulo protege a las células del medioambiente haciéndolas duraderas y fiables.

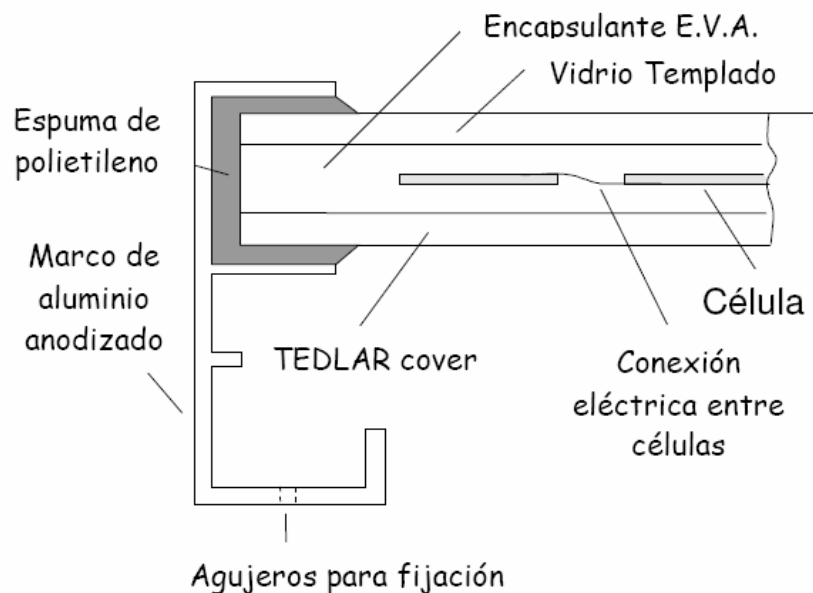
Para evitar pérdidas y problemas de eficiencia es necesario que la curva característica de todos los módulos sea la misma. Lo cual solo se garantiza escogiendo módulos de igual marca y modelo.

Son cuatro los factores que determina la potencia de un módulo fotovoltaico:

- Rendimiento de las células fotovoltaicas: Lo define el proceso de producción de las mismas. Actualmente el rendimiento máximo no supera el 18%.
- Resistencia de la carga: Determina donde opera el módulo en la curva de corriente y voltaje I/V . El punto de operación óptimo es el punto donde se genera la máxima potencia.
- Irradiación solar: Dependiendo de la ubicación del sistema la irradiación solar será mayor o menor, consiguiendo generar mayor o menor cantidad de energía.
- Temperatura de las células: el aumento de la temperatura disminuye el rendimiento de la célula.

En la siguiente figura se muestra la estructura habitual de un módulo solar fotovoltaico. Distinguiéndose los siguientes elementos:

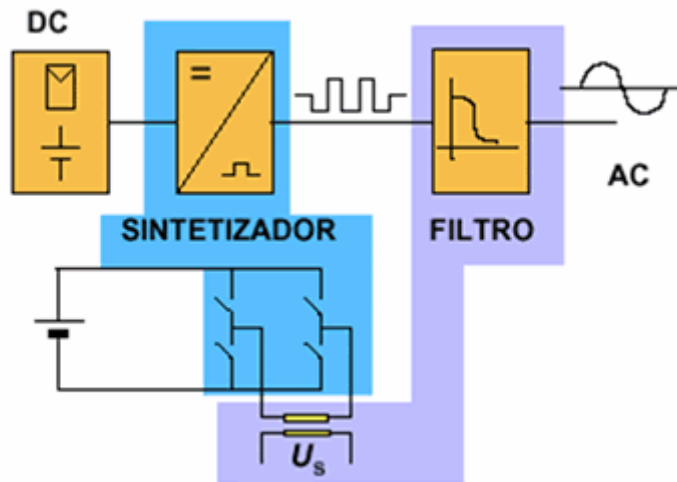
- Cubierta frontal: Normalmente formado de vidrio con un bajo contenido en hierro que minimiza la absorción de luz.
- Encapsulante: Polímero transparente, aislante y termoplástico, que tiene que ser impermeable al agua y resistente la fatiga térmica y la abrasión. El más usado es el EVA (etileno-vinilo-acetato)
- Células solares y conectores: Las cintas de interconexión eléctrica son normalmente de aluminio o de acero inoxidable, y se sueldan de forma redundante, con dos conductores paralelos para aumentar la recolección de portadores en ambas caras de la célula. Las dos tiras de la cara central de una célula se unen con la cara posterior de la siguiente.
- Cubierta posterior: Suele usarse una película de Tedlar adosada en toda la superficie del módulo, aunque también existen modelos que emplean una nueva capa de Tedlar y un segundo vidrio.



2.13 Sección transversal de un módulo fotovoltaico

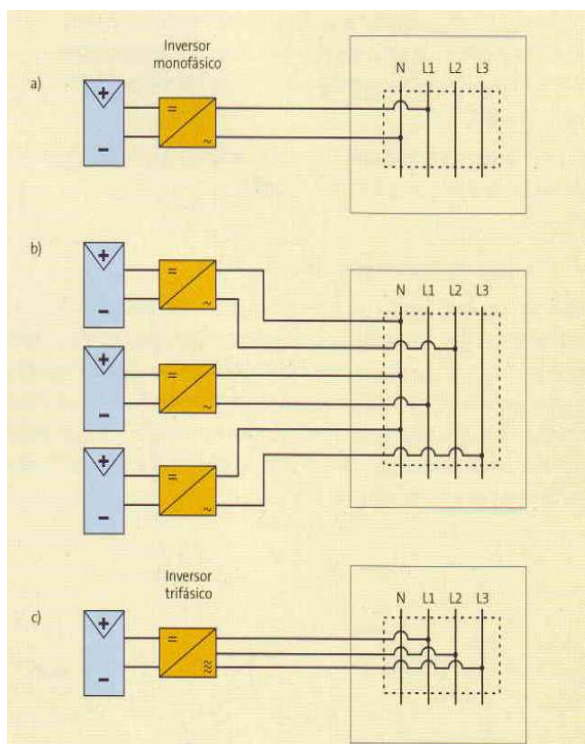
2.2.4.3 Inversor

Un inversor es un circuito utilizado para convertir corriente continua producida por el generador solar en corriente alterna. La función del inversor es cambiar el voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna con la magnitud y frecuencia deseada.



2.14 Esquema de un inversor

Las funciones principales de los inversores son: inversión DC/AC, modulación de la onda alterna de salida y regulación del valor eficaz de la tensión de salida. Los inversores que se pueden encontrar normalmente pueden ser monofásicos o trifásicos a 50 Hz, con diferentes voltajes nominales de entrada y con un amplio rango de potencias disponibles. En las instalaciones de conexión a red la salida del inversor está directamente conectada a la red de distribución de la compañía sin pasar por los equipos de consumo de la vivienda, estando prohibida por la legislación vigente la instalación de baterías. Pueden estar conectados a diferentes consumos o inyectar energía en la red eléctrica. En España la legislación indica que si la potencia nominal del inversor o suma de inversores es menor o igual a 5 kW, la conexión con la red de distribución debe ser monofásica, cuando es mayor es obligatorio hacerla en forma trifásica con tres inversores monofásicos conectados en paralelo. Como muestra el esquema siguiente:



2.15 Esquemas de diferentes acometidas a la red:

- a) Acometida monofásica con inversor monofásico
- b) Acometida trifásica con inversores monofásicos
- c) Acometida trifásica con inversor trifásico

Los inversores autónomos pueden clasificarse en función de la forma de la tensión de salida:

- De onda cuadrada
- De onda modificada o quasi-senoidal
- De onda senoidal

Según el principio de funcionamiento de los inversores de conexión a la red se clasifican guiados por la red (conmutados) o autoguiados (autoconmutados):

- Inversores guiados por la red:
Tienen como principio básico un puente entre tiristores. Estos inversores se utilizan comúnmente en automatización (técnicas de impulsión, movimiento de motores...). Actualmente los inversores que se utilizan en grandes instalaciones fotovoltaicas se basan en esta tecnología. Para inversores monofásicos de poca potencia (< 5 kW) su oferta actual es menor.
- Inversores autoguiados:
En ellos se utiliza como principio básico un puente de materiales semiconductores que se pueden conectar y desconectar. En función de la potencia del inversor y del nivel de tensión de funcionamiento se emplean los siguientes semiconductores:
 - MOSFET (transistores de efecto de potencia)
 - Transistores bipolares
 - GTO (tiristores desconectables de hasta 1 kHz)
 - IGBT (transistores bipolares de puerta de aislada)

Con estos disyuntores se permite la reproducción de la onda senoidal mediante el principio de modulación del ancho de pulso.

Las propiedades básicas que debe cumplir un inversor son alta eficiencia y alta fiabilidad. Una buena eficiencia se consigue con una potencia demandada en un rango amplio y con un bajo consumo en vacío. Para conseguir una alta fiabilidad es necesario que presente resistencia a las puntas de arranque, protección frente a cortocircuitos y adecuados sistemas de seguridad.

Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador fotovoltaico deben seguir el punto de máxima potencia. Además deben trabajar con el máximo rendimiento, generando energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica o THD, elevado factor de potencia, bajas interferencias electromagnéticas) y también cumplir determinadas normas de seguridad (para personas, equipos y la red eléctrica).

En cuanto a la distorsión armónica de la onda de corriente inyectada a la red el inversor debe cumplir con la normativa vigente que requiere una distorsión armónica de la onda de corriente 5 % para una distorsión armónica de la onda de tensión 2 %. No se especifica el nivel de potencia de alterna para la cual esta condición debe cumplirse. También se debe incluir como requerimiento de la normativa la incorporación de aislamiento galvánico (o equivalente) entre la red y la instalación fotovoltaica. Esto se

consigue utilizando transformadores en baja frecuencia (LF) o mediante transformadores de alta frecuencia (HF). El aislamiento galvánico tiene influencia no solo en el rendimiento de los inversores, sino también en su peso (más pesados con LF que con HF), facilidad de instalación, e incluso en las medidas de seguridad de la instalación. Los inversores con aislamiento LF llegan a rendimientos del 92%, en cambio los que poseen aislamiento HF pueden llegar hasta el 94%.

Características de los inversores:

- Rendimiento de transformación η_{tr} : Representa las pérdidas que tiene lugar durante la transformación de corriente continua a alterna. Estas pérdidas se producen en el transformador (en dispositivos con transformador), en los conductores y las debidas al propio consumo para el control y regulación.

$$\eta_{tr} = \frac{P_{inv}}{P_{fv}}$$

P_{inv} Potencia del inversor (W)

P_{fv} Potencia a la salida del generador FV (W)

- Rendimiento del seguimiento η_{seg} : Los primeros inversores utilizados en la conexión a red y de bombeo funcionaban a una tensión de entrada fija y sólo en casos muy esporádicos se podía variar esta tensión de entrada. Sin embargo, los inversores de hoy en día se ajustan de forma óptima a la curva del generador fotovoltaico. A lo largo del día modifican la tensión de entrada al inversor de forma prácticamente constante. En el punto de máxima potencia (PMP) del generador fotovoltaico varía para diferentes niveles de irradiancia y temperaturas. Para convertir siempre la máxima potencia solar en el inversor éste debe trabajar en el punto óptimo de trabajo y seguirlo de forma automática (seguidor de PMP). El rendimiento de ajuste es el que indica lo que se ajusta el inversor al punto de máxima potencia en cada situación.

$$\eta_{seg} = \frac{P_{fv}}{P_{PMP}}$$

P_{fv} Potencia a la salida del generador FV (W)

P_{PMP} Potencia máxima del generador FV (W)

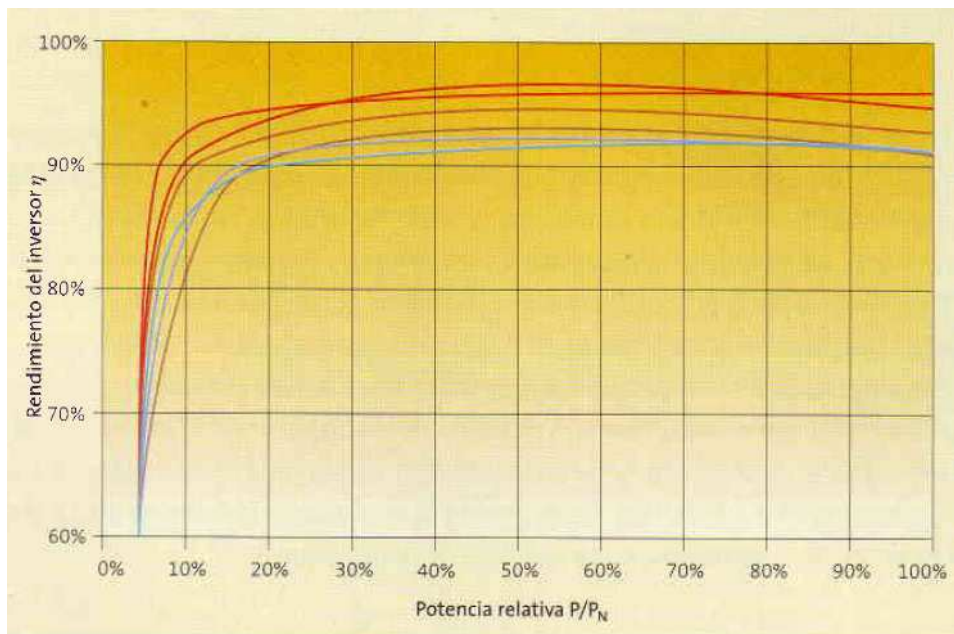
- Rendimiento estático η_{inv} : Es el que normalmente proporciona el fabricante del inversor, se calcula a partir de los rendimientos de transformación y de seguimiento.

$$\eta_{inv} = \eta_{tr} \cdot \eta_{seg}$$

Éste rendimiento estático se puede calcular para diferentes niveles de potencia a la salida del inversor. El valor de rendimiento que suele aparecer en las

especificaciones técnicas del fabricante, es el correspondiente al caso de trabajar con la potencia nominal del inversor.

Otras veces también se suele dar el rendimiento máximo, que corresponde normalmente a la situación en la que el inversor funciona entre el 80% y 50% de la potencia nominal. Las condiciones nominales y las de rendimiento máximo solo se alcanzan en unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura. Debido a que la irradiancia suele estar por debajo de 100 W/m^2 , el inversor se encuentra funcionando normalmente a una potencia menor a la potencia nominal. El rendimiento del inversor, que es variable en función de la potencia de salida del inversor, va a influir en la energía producida. Por este motivo se deben conocer las curvas de rendimiento para cualquier nivel de potencia de salida en el inversor, ya que con uno o varios valores del rendimiento no se puede estimar correctamente el funcionamiento de la instalación fotovoltaica.



2.16 Curvas de rendimiento de diferentes tipos de inversores

Las curvas de rendimiento son válidas para una determinada temperatura del inversor y dependen de la tensión de entrada.

- **Eurorendimiento η_{EURO} :** Para comparar los diferentes inversores en relación a su rendimiento de manera sencilla, se introduce el concepto de eurorendimiento. Es un rendimiento dinámico referente a una climatología europea ponderada.

Hay que destacar que en general es difícil encontrar niveles de irradiancia por encima de 800 W/m^2 . A esto se añade que en muchas latitudes normalmente los inversores trabajan a media carga. Para determinar los diferentes estados de carga, se emplean determinados valores característicos (potencia nominal y cinc o potencias intermedias). Para la determinación del eurorendimiento se utilizan por tanto los siguientes seis rendimientos estáticos para diferentes potencias.

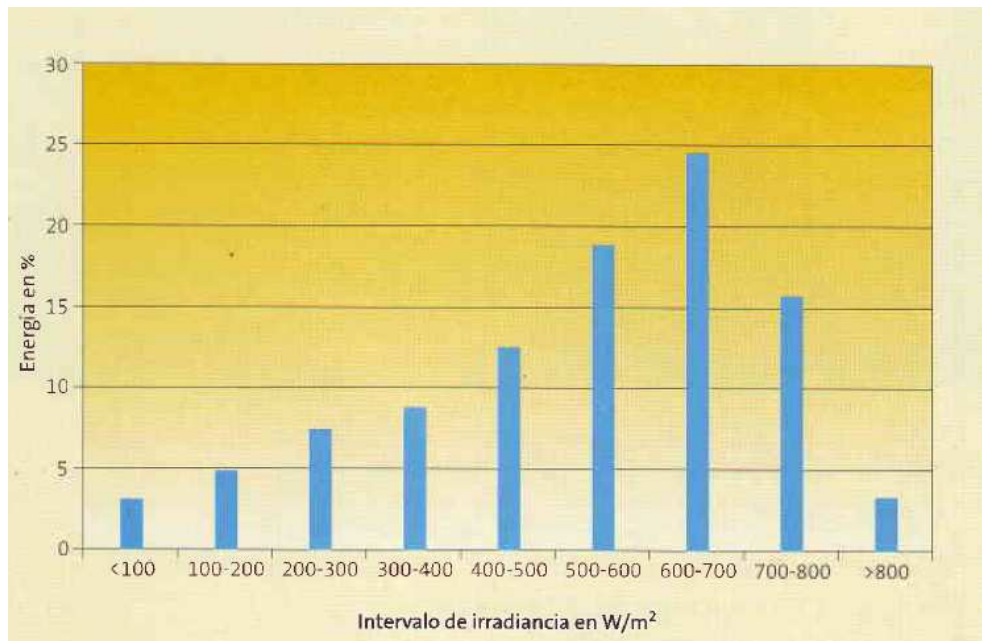
$$\eta_{EURO} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,1 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%}$$

El valor $\eta_{100\%}$ proporciona el rendimiento en el caso de condiciones nominales, la potencia del generador fotovoltaico coincide con la potencia nominal del inversor ($P_{fv} = P_{n,inv}$). Como media se supone que el inversor trabajará al 100% de carga el 20% del tiempo de funcionamiento a lo largo del año ($0,2 \cdot \eta_{100\%}$).

El valor $\eta_{50\%}$ da el rendimiento para una potencia de salida del generador fotovoltaico del 50% de la potencia nominal del inversor ($P_{fv} = 0,5 \cdot P_{n,inv}$). La carga al 50% se supone que se entrega en un 48% del tiempo de funcionamiento a lo largo de un año ($0,48 \cdot \eta_{50\%}$): Los cuatro casos restantes de carga diferentes se interpretan de forma análoga.

Con el eurorrendimiento se pueden comparar diferentes inversores. El eurorrendimiento representa más o menos el rendimiento efectivo del inversor. Se puede realizar una comparación más laboriosa de las curvas de rendimiento si se conocen con detalle las condiciones climáticas del lugar. El eurorrendimiento en los inversores comerciales esté comprendido entre el 86% y el 95%.

Se suele dar únicamente para la tensión nominal, mientras que en general, el rango de tensiones del punto de máxima potencia, suele ser amplio. En la norma IEC 61683, se fijan tres tensiones a las que se debe proporcionar el rendimiento: la tensión mínima de entrada, la tensión nominal, y 90% de la máxima tensión de entrada. Un procedimiento estandarizado para la determinación de un eurorrendimiento ponderado a diferentes tensiones sería muy útil para la mejor evaluación de los rendimientos efectivos y para la comparación de dispositivos.



2.17 Frecuencia y cantidad de energía de distintos niveles de irradiación solar relativos a un año medio en Madrid (40° inclinación, orientación sur)

- Comportamientos ante sobrecarga: A la hora de elegir un inversor de conexión a red se debe conocer con detalle el comportamiento ante una sobrecarga, sobre todo en aquellas instalaciones donde no se recibe elevada irradiancia en el generador fotovoltaico debido a su latitud, orientación o inclinación o por la existencia de sombreados parciales, donde tiene bastante sentido, tanto desde el punto de vista técnico como económico, seleccionar un inversor de potencia nominal menor que la potencia pico del generador fotovoltaico. En general, existen tres métodos de protección contra sobrecarga en el inversor:
 - a) Desviando el punto de trabajo de entrada al inversor para disminuir la potencia de entrada.
 - b) Limitando la potencia de entrada al inversor
 - c) Desconectando el inversor

Los inversores también pueden clasificarse dependiendo su metodología de conexión:

- Inversores centrales: Consiste en el uso de un solo inversor para toda la instalación. Los módulos se conectan en ramas en paralelo y la conversión se centraliza en un solo inversor.
- Inversores modulares (String Inverters): Consiste en introducir un inversor por cada fila de módulos.
- Inversores integrados en módulos fotovoltaicos o módulos AC: Cada módulo tiene un inversor propio.
- Multi-string inverters: Consiste en integrar en una sola unidad varios convertidores DC/DC, con sus respectivos seguidores del punto de máxima potencia, que suministran energía a un puente inversor DC/AC común a todos ellos. De esta forma se pueden conectar series de módulos con diferentes datos nominales, tamaños o tecnologías, incluso con diferentes orientaciones e inclinaciones, trabajando cada serie con su punto de máxima potencia.

2.2.4.4 Contadores

Tanto la energía eléctrica generada en los módulos fotovoltaicos como la consumida en el edificio debe ser cuantificada correctamente.

La energía eléctrica generada en este tipo de instalaciones no se consume directamente, aunque técnicamente podría hacerse. En las instalaciones conectadas a red, es habitual consumir la energía necesaria a través de la red eléctrica común. En cambio la energía que se genera en los paneles se inyecta a la red, a cambio el generador recibe unos incentivos por esta acción, que reporta más beneficios monetarios que el dinero que ahorraría en consumir directamente en su edificio la energía generada. Esto se debe a que debido a la legislación actual la remuneración que un generador de energías renovables obtiene por cada unidad de potencia es mayor que el precio que cuesta en el

mercado esa misma unidad de potencia. Por lo que la mayor rentabilidad se obtiene vendiendo la energía que se genera a la red y consumiendo energía de la red general.

Como la energía generada no va a consumirse directamente sino que va a ser inyectada a la red será necesario incluir dos contadores. Uno será el encargado de contabilizar la energía inyectada a la red por la cual se obtendrán unos beneficios económicos y el otro será el encargado de contabilizar el gasto de energía que se demanda de la red eléctrica. Los contadores deben estar ubicados entre el inversor y la red. Se pueden alojar los dos contadores en un mismo armario para facilitar su manejo. Debe colocarse en la calle, en una zona en la que la empresa distribuidora tenga fácil acceso para poder hacer uso del interruptor de corte en carga que aloja en su interior con el fin de facilitar las tareas de mantenimiento u otras que lo requieran, tal y como estipula el Real Decreto de 1663/2000. Todos los equipos integrantes del sistema, serán precintados por la empresa distribuidora.

La precisión debe ser como mínimo la correspondiente a la clase de precisión 2, regulada por el Real Decreto 875/1984, por el que se aprueba el Reglamento para la aprobación de modelo y verificación primitiva de contadores de uso corriente (clase 2) en conexión directa, nueva, a tarifa simple o tarifas múltiples, destinadas a la medida de la energía en corriente monofásica o polifásica de frecuencia 50 Hz.

Al existir consumos eléctricos en el mismo emplazamiento que la instalación fotovoltaica, estos contadores se situarán en circuitos independientes de los circuitos eléctricos de dicha instalación y de sus equipos de medida. La medida de tales consumos se realizará con equipos independientes, que servirán de base para su facturación.

Los elementos de medida estarán divididos en los siguientes módulos:

a) Módulo de salida:

Contiene el conjunto de elementos para la medida de la energía neta producida por la instalación fotovoltaica.

Este módulo se instalará a la salida de la instalación fotovoltaica, lo más cerca posible de la acometida y se encontrará debidamente identificado. El módulo de salida no estará dotado en ningún caso de fusibles.

Este módulo será de tipo armario para su instalación en intemperie o de doble aislamiento para su instalación en interior. Ambos cumplirán lo especificado para ellos y serán precintables.

El contador de energía neta fotovoltaica producida tendrá la capacidad de medir en ambos sentidos o, en su defecto, se conectarán en el propio módulo de salida dos contadores en serie, uno en cada sentido.

En el caso de optar por una instalación con dos contadores (solución más económica) irán identificados y marcados con adhesivos, con sus correspondientes inscripciones y leyendas.

Las características del equipo de medida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica (suma de la potencia de inversores que interviene en todas las fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento) se encuentre entre el 50% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del equipo de medida.

El equipo deberá ser precintado por la empresa distribuidora.

b) Módulo de entrada:

Contiene el conjunto de elementos para la medida, en su caso, del consumo del suministro que pudiera haber en el mismo emplazamiento de la instalación fotovoltaica, distinto del consumo de los propios servicios auxiliares que pudiera tener la instalación fotovoltaica propiamente dicha.

Este módulo se ubicará a la entrada del consumo, lo más cerca posible de la acometida y estará debidamente identificado. El módulo de entrada debe estar dotado de fusibles, excepto en el caso de medida indirecta.

El equipo de medida de los puntos de consumo debe estar compuesto por los siguientes elementos en función de si la acometida es monofásica o trifásica:

Para monofásica:

- 1 contador de activa monofásico.
- Base portafusibles y elemento amovible para el neutro.
- Bornas de conexión de cableado, aptas para la entrada de la red general y de la salida de la instalación fotovoltaica (módulo de salida). Esta conexión se efectuará antes de la medida.
- Envolvente, que cumplirá con lo indicado por la compañía distribuidora.

Para trifásica:

- 1 contador estático multifunción.
- 1 contador de activa trifásico.
- Contador de energía reactiva si la potencia es mayor de 15 kW.
- Envolvente, que cumplirá con lo indicado por la compañía distribuidora.
- Bornas de conexión de cableado, aptas para la entrada de la red procedente de la caja de conexión.
- Embarrado para potencias mayores de 50kW (3 fases y neutro).
- 3 transformadores de intensidad.
- Regleta de verificación.

2.2.4.5 Conexión a la red

En las instalaciones conectadas a red la instalación fotovoltaica se conectará directamente a la red de distribución de la empresa distribuidora en el “punto de conexión”, que será propuesto por acuerdo entre el usuario y la compañía eléctrica,

procurando que sea el más cercano posible al lugar de la ubicación de dicha instalación, si bien deben cumplirse en todo caso las siguientes condiciones:

- La suma de las potencias de las instalaciones en régimen especial conectadas a una línea de baja tensión no podrá superar la mitad de la capacidad de transporte de dicha línea en el punto de conexión. Si el punto de conexión está en un centro de transformación, la suma de las potencias conectadas a ese centro no podrá superar la mitad de la capacidad de transformación.
- La variación de tensión en su propio punto de conexión, provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica, no podrá ser superior al 5%. Además, no deberá provocar, en ningún usuario de los conectados a la red, la superación del límite reglamentario del $\pm 7\%$ en su instalación respectiva.
- Si la potencia nominal de la instalación fotovoltaica es superior a 5kW, su conexión a la red será trifásica, bien sea mediante inversores monofásicos de hasta 5kW a las diferentes fases, o directamente mediante un inversor trifásico.
- El inversor no podrá funcionar en isla cuando no halla tensión en la red.

En algunos casos la empresa distribuidora podría admitir que el punto de conexión de una instalación fotovoltaica esté en la instalación de enlace de un suministro existente o nuevo. En este caso, será necesario que el promotor de la instalación aporte un boletín o proyecto de instalador autorizado en el que se justifique la adecuación de la instalación de enlace para su conexión a ella de la instalación fotovoltaica, además del suministro o suministros existentes nuevos.

2.2.4.6 Accesorios

a) Protecciones:

Las protecciones que deben existir en la instalación son las siguientes:

- La instalación debe disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de la compañía y la instalación fotovoltaica por medio de un transformador de seguridad que cumpla la norma UNE 60742. Esta protección suele ir incluida en el inversor.
- Interruptor general manual: Es un interruptor magnetotérmico omnipolar con intensidad de cortocircuito de acuerdo a las indicaciones de la empresa distribuidora. Este interruptor será accesible a la compañía en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual. Asimismo, este interruptor deberá poder ser bloqueado por la compañía a fin de garantizar la desconexión de la instalación en caso necesario.
- Interruptor automático diferencial: con las características adecuadas para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento.
- Interruptor automático de interconexión: interruptor omnipolar para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de pérdida de

tensión o frecuencia nominales de la red, accionando relés de máxima y mínima tensión ($1,1$ y $0,85 U_n$, respectivamente) y de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente).

Estas protecciones, una vez comprobadas, deben quedar precintadas por la compañía distribuidora y, por su parte, el rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será automático una vez reestablecida la tensión por la compañía distribuidora.

Estas protecciones no es necesario instalarlas en el exterior del inversor en el caso de que las protecciones de frecuencia y tensión estén integradas en el inversor y el titular aporte las certificaciones especificadas en el artículo 11 aptdo. 7 del RD 1663/2000.

Todas estas protecciones pueden ir en un cuadro de protecciones común a la salida del inversor.

Además se instalarán equipos de media eléctrica con las características expuestas en el apartado 2.2.4.4.

b) Caja de conexiones, diodo de bloqueo y fusibles:

Cuando el generador fotovoltaico tiene un gran número de módulos, a las salidas procedentes de cada uno de los subcampos del generador fotovoltaico se conectan a una caja de conexiones generales común. A esta caja llega el polo positivo y el polo negativo de cada uno de los subcampos en los que se divide el generador fotovoltaico y, si existe, el cable reconexión equipotencial que se conecta a tierra. En esta caja de conexiones están las bornas de conexión, los fusibles o diodos de bloqueo, así como un punto de puesta a tierra. En algunas ocasiones, en esta misma caja de conexiones se instalan los dispositivos de control de defecto de aislamiento y los varistores.

También se suele conectar en esta misma caja un interruptor general que permita desconectar la salida del generador fotovoltaico. Esta caja de conexiones debe ser resistente a las condiciones climáticas donde vaya a estar situada, si está en el exterior debe tener un grado de protección mínimo IP 64, así como tener aislamiento clase II, con una clara separación y distinción entre polo positivo y negativo. En el interior deben estar claramente identificados cada uno de los circuitos, fusibles y diodos. El acceso a esta caja debe estar limitado a personal autorizado, sobre todo si existen tensiones elevadas (> 120 V).

A la salida del generador fotovoltaico se suele instalar un seccionador en carga para separar el generador fotovoltaico del resto de la instalación en caso de reparación. Además, en las filas de módulos en generadores fotovoltaicos de gran potencia se instalan fusibles o magnetotérmicos con el objeto de evitar el efecto del punto caliente.

Para evitar el efecto del punto caliente en la salida de los subcampos del generador fotovoltaico se suelen instalar diodos de bloqueo o fusibles precisamente calibrados y ajustados. Cuando se usan los fusibles se fija su tensión al doble de la tensión a circuito abierto de la fila en condiciones STC. Los fusibles se conectan en el sentido de circulación de la corriente. De esta forma la totalidad de la corriente de la fila circula a

través del fusible. El inconveniente es que el flujo de corriente provoca unas pérdidas de potencia entre el 0,5% y el 2% debido a la caída de tensión en el fusible que está entre 0,5 y 1 V.

Debido a esto, no se deben instalar más fusibles que los estrictamente necesarios y solo si el efecto de sombreado puede ser muy perjudicial, ya que las pérdidas debido a la corriente inversa por sombreado pueden ser menores que las debidas a la caída de tensión en los fusibles. También hay que una vez se rompe el fusible el usuario debe saber que ha sucedido dicho incidente para poder reponerlos y solucionar la posible causa. Es frecuente que al romperse el fusible este no se repone y se pierde toda la energía que puede producir esa fila.

Para no instalar fusibles de acuerdo a la norma IEC 60364-7-712, se requiere que se utilicen módulos iguales, con aislamiento de clase II y una corriente de cortocircuito nominal admisible de la mitad en sentido al consumo así como una variación de tensión a circuito abierto entre cada una de las ramas independientes del generador fotovoltaico de hasta un 5%.

Si no se instalan fusibles, los cables de las filas siempre deben ser dimensionados para una corriente máxima correspondiente a la de cortocircuito del generador fotovoltaico menos la corriente de la fila.

En continua se debe instalar dos fusibles para cada fila, uno por polaridad. Para el dimensionamiento de ellos se utilizan las siguientes expresiones:

Selección de la gama:

$$U_{DC} = 1,2 \cdot M \cdot V_{coSTC}$$

Donde:

U_{DC} Tensión continua del fusible.

M Número de módulos en serie en la fila.

V_{coSTC} Tensión en circuito abierto en condiciones estándar de la fila.

Selección del calibre:

$$I_n = 1,27 \cdot I_{ccSTC}$$

Donde:

I_n Corriente nominal del fusible.

I_{ccSTC} Corriente de cortocircuito en condiciones estándar de la fila.

c) Cableado y conductores:

Conductores de los módulos de las filas

Para la instalación eléctrica de una planta fotovoltaica se pueden emplear determinados cables, que se adecuan a las exigencias de este tipo de aplicaciones. Normalmente se distinguen entre los cables para interconectar los módulos, los cables para interconectar las filas, la salida del generador, la interconexión batería-regulador, inversor-batería o inversor generador, todos en corriente continua y los cables para la salida del inversor en corriente alterna.

Las líneas de conexión eléctrica entre módulos individuales de un generador solar y la caja de conexiones del generador se denominan líneas de módulos o, en su caso línea de ramal (línea de fila).

Estas líneas se suelen colocar en el exterior. Para garantizar una situación de la puesta a tierra segura y evitar un cortocircuito se deben utilizar conductores unipolares, de doble aislamiento, uno para el polo positivo, de color rojo, y otro para el polo negativo de color negro.

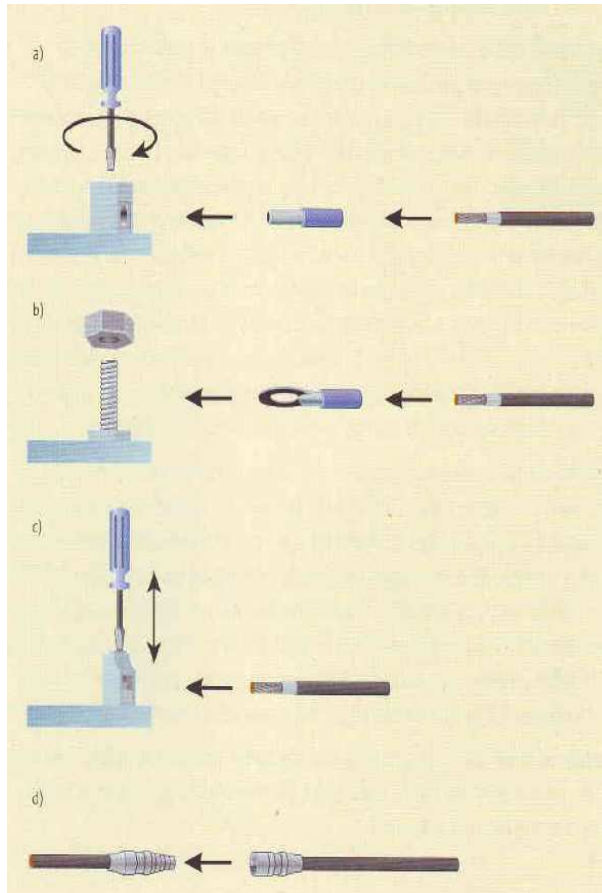
Lo que se usa más frecuentemente son los conductores de doble aislamiento. Este tipo de conductores solo admiten, en acabados estándares, temperaturas por debajo de los 60°C. Los fabricantes de tejas han medido temperaturas en los tejados de hasta 70°C. Por ello los conductores denominados solares que se emplean en exterior se caracterizan por su estabilidad frente a los efectos de los rayos UV y los agentes atmosféricos en un amplio rango de temperaturas.

En los conectores de los módulos se pueden conectar cables con una sección desde 1,5 mm² hasta un máximo de 6 mm².

Los conductores están disponibles en varios colores con lo que permiten una sencilla visualización de la disposición en el generador.

Técnica de conexionado

La conexión de los conductores de los módulos y de determinados cableados en corriente continua debe realizarse con mucho cuidado. Una mala conexión puede ser el origen de arcos eléctricos estacionarios y con ello el aumento del riesgo de incendio. Habitualmente se emplean cuatro formas diferentes de conexionado, expuestas en la siguiente imagen.



2.18 Interconexión de cables:

- a) Cable con terminal en punta atornillado.
- b) Cable con terminal en aro atornillado.
- c) Cable sin terminal aprisionado.
- d) Cable con multicontacto.

Línea principal de corriente continua:

Los tipos de conductores descritos anteriormente se pueden también emplear en la línea principal de corriente continua. La línea principal de corriente continua conecta la caja de conexiones del generador con el inversor en instalaciones de conexión a red y con el regulador, baterías e inversor en instalaciones aisladas. Además de los tipos de conductores indicados anteriormente se emplean en ocasiones, por razones de costes, conductores con revestimientos de PVC. Cuando la caja de conexiones del generador se sitúa en el exterior éstos conductores deben introducirse bajo tubo de protección. Por razones medioambientales se deben elegir compuestos libres de halógenos.

Cuando se utilizan cables formados por varios hilos, siempre el color verde/amarillo debe estar a tierra o sin tensión. En instalaciones con riesgo de caída de rayos se deben proteger los conductores empleados. Además, los cables deben instalarse tendidos para evitar daños mecánico (como puedan ser roedores). La línea principal de continua se debe conectar estando todos los polos sin tensión alguna. Para ello se utiliza un interruptor general de corriente continua y una unión desmontable que se sitúa en la caja de conexiones del generador.

Cuando se tiene que unir la batería y el regulador, primero se deben conectar los conductores al regulador, y después a la batería, ya que con ello se evita un posible cortocircuito.

Conductores a la salida del inversor:

Esta es la línea de conexión que va desde la salida del inversor, a través de unas protecciones, hasta la red de distribución de la compañía eléctrica en las instalaciones de conexión a red o hasta las cargas de consumo en el caso de instalaciones aisladas. La conexión con la red de baja tensión mediante inversores trifásicos se lleva a cabo con una línea tetrapolar. Si la conexión se realiza con inversores monofásicos se emplean líneas tripulares.

En las instalaciones aisladas, la salida del inversor debe ir al cuadro general de mando y protección dónde están los interruptores magnetotérmicos y diferenciales.

Accesorios de la instalación:

Los accesorios que vayan por el exterior, como puedan ser los tubos, las fijaciones y empalmes para cables deben ser naturalmente estables a los agentes meteorológicos y a las radiaciones UV. Las formas más simples de fijación se realizan con empalmes o abrazaderas de unión. Se indica a continuación las diferentes posibilidades de fijación que se pueden emplear:

- Tubos blindados.
- Tubos corrugados.
- Canaletas de cables.
- Empalmes de cables.
- Abrazadera sujeta cables.
- Abrazaderas atornilladas.

d) Interruptor en carga de corriente continua:

Para poder llevar a cabo trabajos de reparación o mantenimiento se debe poder separar el inversor del generador fotovoltaico. Para ello se utiliza un interruptor en carga de corriente continua. Según la norma IEC 60364-7-712 “Instalaciones eléctricas de edificios y sistemas fotovoltaicos” se debe realizar una instalación accesible por lo que se debe instalar un interruptor en carga entre el generador fotovoltaico y el inversor.

El interruptor general de corriente continua debe tener las propiedades de una conexión de carga y se debe dimensionar de acuerdo a la máxima tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico (a 10°C) así como para la máxima corriente del generador. A la hora de seleccionar el interruptor se debe tener en cuenta, que sea capaz de conmutar adecuadamente la corriente continua máxima que va a pasar por él.

2.2.4.7 Estructuras de soporte y elementos de fijación.

Cuando se proyecta una instalación solar fotovoltaica se presta toda la atención al dimensionado y selección de los módulos fotovoltaicos y se descuida el diseño y selección de los elementos encargados de soportar o fijar estos módulos a la superficie en la que van a estar instalados.

Los módulos fotovoltaicos son ligeros pero en cambio son una gran superficie opuesta al viento que puede generar esfuerzos que en una situación de fuerte viento provoque que alguno se arrancado de su superficie de apoyo. En cada situación geográfica es necesario prever unas velocidades del viento para realizar un correcto diseño de la instalación.

A la hora de decidir y dimensionar un soporte es necesario tener en cuenta los siguientes elementos:

- Material empleado: Es necesario que sea estable. Preferiblemente acero inoxidable o aluminio, también se montan soportes de hierro galvanizado y de madera tratada con autoclave.
- Tornillo y elementos de fijación: Es preferible que sean de acero inoxidable. Los tornillos que pongan en contacto físicos metales diferentes tendrán que incorporar arandelas de plástico para evitar corrosiones galvánicas.
- Puntos de sujeción: Siempre que sea posible se instalarán los soportes sobre superficies horizontales, sobre las cuales se encuentre una base de hormigón, mediante tacos metálicos de expansión. En caso de utilizar soportes cilíndricos es necesario usar una sujeción mediante cables de acero (vientos).

La estructura además de servir de apoyo de los módulos también sirve para darles la orientación e inclinación adecuadas. Esta inclinación dependerá del uso que quiera darse a la instalación, y debe ser calculada correctamente a la hora de optimizar la instalación para obtener el máximo rendimiento posible.

Es recomendable conectar la estructura a una puesta de tierra que se ajuste a las recomendaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

2.3 Energía solar fotovoltaica en edificios

El carácter modular de la energía fotovoltaica permite dimensionar el sistema de acuerdo con las necesidades de cada aplicación e instalarla próxima al punto de consumo. Estas son dos de las ventajas que presenta la instalación de sistemas fotovoltaicos en edificios. Otra muy importante es el ahorro de terreno, y en muchos casos en material constructivo.

Sin embargo, el desarrollo de estos sistemas integrados en edificios es bastante reciente. Aunque ya surgen ejemplos a principios finales de los 80 (el primero data de

1978 en Estados Unidos correspondiente a una casa conectada a la red), hasta finales de los 80 no empiezan a comercializarse componentes para el sector residencial, y es a principios de los 90 cuando se fabrican los primeros módulos con características especiales para este fin. Paralelamente a este desarrollo han surgido nuevos diseños de los componentes constructivos para el montaje de los módulos.

En este caso se quiere implantar una instalación en un edificio público e intentar conseguir una autosuficiencia energética (no consumir más de lo que se genera), para ello es necesario estudiar si es posible conseguir esta independencia energética. En caso de no ser posible esta independencia energética se intentará que el consumo de energía eléctrica sea lo menor posible.

La electricidad generada por el sistema fotovoltaico depende, principalmente, del tipo y cantidad de módulos instalados, de su orientación e inclinación y de la radiación solar que les llegue. La generación de electricidad solar se produce durante el día, coincidiendo con las horas punta de consumo en muchos edificios, y se obtiene en el propio lugar de consumo, disminuyendo las pérdidas en concepto de transporte y distribución de energía. Con sistemas conectados a la red toda la energía producida se vierte a la red eléctrica, independientemente del consumo que se tenga, ya que este consumo se realiza a través de la conexión convencional. En estos casos el usuario no percibe ningún cambio en el servicio eléctrico que recibe, manteniendo las mismas ventajas (seguridad de suministro) e inconvenientes (riesgo de eventuales cortes de luz), pero sabiendo que cada kW que produzca con los módulos fotovoltaicos es uno menos que se genera en las centrales convencionales (térmicas o nucleares).

Un caso distinto son los sistemas aislados, donde la autosuficiencia es una necesidad. Se considera que para producir el equivalente al consumo de energía doméstico de una familia se suele requerir una potencia fotovoltaica instalada de entre 1 kW_p y 4 kW_p, en función del uso de la energía que se haga (hábitos de consumo más o menos ahorradores) y de la eficiencia energética de los aparatos eléctricos utilizados: iluminación, electrodomésticos, etc.

Ante esto surge la duda de si uno puede ser autónomo e independizarse de la red eléctrica en zonas que tienen conexión. Para nuestro caso no es necesario plantearse esta pregunta puesto que el proyecto más que buscar una rentabilidad busca una nueva forma de ahorrar energía y reducir contaminación. La autosuficiencia de los sistemas fotovoltaicos aislados da autonomía y libertad respecto a las compañías eléctricas y evita los cortes de corriente de la red. Los sistemas aislados representan una opción ecológica y económica en los lugares alejados de las redes eléctricas. Sin embargo, en lugares donde llega la red eléctrica, la opción más sencilla, barata y ecológica es conectar los paneles solares fotovoltaicos a la red eléctrica. La instalación sólo requiere instalar los módulos, el cableado, el inversor y los contadores; aparte de todo el proceso administrativo asociado (no se necesitan baterías). La instalación es modular, independiente de la electricidad que se prevé consumir y no hay riesgo de quedarse sin corriente eléctrica por agotamiento o avería de las baterías. Exista o no la instalación solar, la electricidad necesaria para el consumo se toma de la red. Simultáneamente, los módulos generan electricidad que se vende a la misma red. El edificio funcionaría como una mini-central de energía limpia conectada a la red eléctrica y pasaría a convertirse en un productor de electricidad. No existe la limitación del consumo, pero existen claros

incentivos para su reducción, al tomar más conciencia de la diferencia entre lo que consumimos y lo que producimos.

Uno de los problemas que ha tenido siempre la energía solar ha sido su impacto visual. Esta claro que para poder generar energía a través del sol los paneles deben estar en una zona despejada, lo cual hace que esa zona sea además muy vistosa desde el exterior, siendo un impedimento en algunos casos para mantener la armonía de ciertas edificaciones que no han sido pensadas para albergar módulos solares y que su instalación hace que no encaje visualmente en la estructura del edificio. La tecnología también ha avanzado hacia la solución de este problema. Actualmente en edificios de nueva construcción se integran módulos fotovoltaicos sin interferir en el diseño de la edificación, e incluso formando una parte importante del diseño. De los clásicos paneles instalados en los tejados adaptándose dificultosamente a él se ha evolucionado a diseños que respetan totalmente la arquitectura del edificio. El hecho de incorporar cada vez más en nuevas construcciones tecnologías solares (no solo las de obligada instalación de ACS, sino también los módulos fotovoltaicos) ha supuesto una nueva forma de diseño en los edificios, dejando de ser un accesorio molesto para el diseño y pasando a ser un componente de que puede aportar distinción al diseño. De esta última tendencia han surgido nuevos paneles fotovoltaicos que pueden ser instalados como ventanas. Estos captan parte de la luz que concentran en un punto en la e quina de la ventana para convertirla en energía eléctrica y dejan pasar el resto para iluminar el interior. Con esta tecnología se han llegado a conseguir unas eficiencias de conversión energética de hasta 6,8%. Con las nuevas innovaciones se consiguen superficies útiles de captación mucho mayores que las clásicas instalaciones en tejados, con lo que el posible aumento de energía generada es considerable.



2.19 Edificio con módulos solares integrados en la fachada



2.20 Edificio con ventanas que captan energía solar

En muchos casos, los sistemas fotovoltaicos se añaden posteriormente a la construcción del edificio, comúnmente sobre los tejados, en estructuras que no implican prácticamente alteración alguna del edificio. Aún en estos casos, es importante hacer un esfuerzo por que los módulos queden lo más integrados posible en el edificio, de forma que no se rompa su estética, armonía y la solución sea acorde con el contexto, clave para lograr la aceptación social de estos sistemas. De todas formas, el hablar de *integración en edificios* va ligado a la sustitución de elementos constructivos del edificio, que generalmente ya ha sido diseñado contando con el sistema fotovoltaico. En estos casos es donde suele conseguirse una aceptación mayor del resultado final, si la solución arquitectónica ha sabido responder a las necesidades energéticas y estéticas del edificio. La mayoría de estos ejemplos, de reciente aparición, son edificios conectados a la red eléctrica.

2.2.1 Situación actual de los edificios conectados a red

Cada vez está más extendida la opinión de que el desarrollo y la difusión de la energía solar fotovoltaica en países industrializados pasa por la integración en edificios. En concreto, se considera que dicho sistema representa el principal punto de desarrollo de los sistemas conectados a la red eléctrica. Los motivos son las ventajas que presentan estos sistemas frente a las centrales de potencia, las ventajas más destacadas son:

- Generación en el punto de consumo, lo que ahorra pérdidas por conducción y distribución.
- Ahorro de terreno.
- Adecuación de la potencia del sistema a las necesidades locales de consumo.
- Ahorro del material constructivo si los módulos están integrados en el edificio.
- Preservación del paisaje natural y escaso impacto visual.
- Ayuda a la difusión de la energía solar fotovoltaica.

2.2.2 Los sistemas fotovoltaicos en edificios

Una primera clasificación de dichos sistemas atiende a si el sistema está conectado a red o no. Según esto, se podrá hablar de edificios fotovoltaicos conectados a red o autónomos. En ambos casos los módulos fotovoltaicos tendrán la misma posibilidad de integración, si bien es cierto que ciertos elementos constructivos como los de algunas fachadas son más propios de edificios comerciales o institucionales, que están conectados a la red eléctrica.

Como ya se explicó anteriormente al igual que para cualquier tipo de instalación, una instalación solar fotovoltaica en edificios puede clasificarse en conectada a red o autónoma.

2.2.3 Consideraciones de seguridad y diseño

Existen diversos parámetros a tener en cuenta a la hora de realizar el diseño de un sistema fotovoltaico en un edificio. Éstos podrán clasificarse por áreas según afecten a:

- La producción eléctrica.
- La seguridad.
- El coste del sistema.
- El diseño arquitectónico.

2.2.3.1 Factores de producción eléctrica

Los factores que afectan a la producción eléctrica no difieren, en principio, de los de cualquier otro sistema fotovoltaico conectado a red, y se pueden resumir en los siguientes:

- Irradiación solar recibida.
- Temperatura del módulo.
- Sombreado parcial.
- Desacoplo de módulos.
- Resistencia del cableado.
- Suciedad de los módulos.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que las exigencias arquitectónicas pueden afectar significativamente a los parámetros mencionados y por tanto hay que buscar soluciones que favorezcan en lo posible a las condiciones de trabajo de los módulos y la generación del sistema.

La irradiación solar recibida está condicionada por la orientación de los módulos, a parte de por la radiación solar local (en la cual influyen la localización geográfica y las condiciones climáticas del lugar). En sistemas conectados a red la situación óptima para la captación solar, en términos anuales, se consigue con orientación sur e inclinación de unos pocos grados (aproximadamente 5) por debajo del valor de latitud local. Todo lo que sea alejarse de esa latitud óptima implica pérdidas de generación respecto de la situación ideal.

La temperatura es otro factor muy importante en los sistemas integrados en edificios, ya que la ventilación de los módulos deja de obviarse y debe tenerse en cuenta explícitamente en el diseño de las estructuras soporte de los módulos. La ventilación de la cara posterior de los módulos disminuye su temperatura de trabajo y, por tanto, mejora su rendimiento (se estima que aproximadamente un 0,4% por cada disminución de un grado centígrado de la temperatura de un módulo de silicio cristalino). La ventilación evita problemas de condensación. Una cámara ventilada de unos 10 cm de espesor es suficiente en la mayoría de los casos. También hay que tener en cuenta que la vida media de los inversores se ve modificada por la temperatura de trabajo.

En cuanto al sombreado parcial, se hace mucho más probable en módulos integrados en edificios que en las instalaciones independientes. Una pequeña sombra persistente que afecte a una sola célula de un módulo reduce drásticamente la corriente que éste genera y por tanto la de la hilera de módulos conectados en serie, e incluso podría llevar a la destrucción térmica de la célula y del módulo correspondiente (efecto de punto caliente). Si no es posible evitar las sombras en su totalidad, si hay que procurar que sean de carácter temporal y proteger debidamente la hilera afectada utilizando diodos de paso.

Por otro lado, las pérdidas por desacoplo se reducen dividiendo el sistema generador en diferentes subsistemas. Los módulos de AC las evitan totalmente, aunque son menos duraderos por las extremas condiciones de trabajo a las que se ven sometidos. Actualmente se baraja las ventajas e inconvenientes de estos pequeños inversores, que al implicar un número mayor de dispositivos electrónicos también inducen a una mayor probabilidad de fallo. Otra aportación de estos sistemas modulares es que reducen las pérdidas en corriente continua del sistema. En cualquier caso, las pérdidas por cableado han de reducirse al máximo, utilizando cables de sección adecuada y acortando, en lo posible, las distancias entre generador y subsistema de acondicionamiento de potencia.

En cuanto al mantenimiento de los módulos, sólo precisan de la limpieza de las superficies con un paño húmedo, con una frecuencia que depende de factores como las condiciones atmosféricas locales o la situación e inclinación del módulo. En este sentido, se recomienda que la inclinación del módulo sea de al menos 10°, para que el agua de lluvia pueda limpiar fácilmente su superficie y no se apoyen los pájaros encima. Además es conveniente que los módulos tengan un fácil acceso, tanto para su limpieza como previniendo posibles revisiones o sustituciones.

2.2.3.2 La seguridad

En una instalación fotovoltaica en edificio se deben seguir unas pautas que garanticen la seguridad de los usuarios como en cualquier otra instalación eléctrica accesible.

El incorporar una instalación fotovoltaica conectada a red en un edificio no debe suponer ningún riesgo añadido para las personas, la red eléctrica y otros usuarios. La instalación eléctrica ha de cumplir como mínimo con las indicaciones expuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Se recomienda cumplir principalmente las siguientes recomendaciones:

- No superar los 120 V de tensión a circuito abierto en el generador fotovoltaico. La protección de la parte de corriente continua de la instalación puede ser flotante, esto es, ninguno de los polos positivo y negativo del generador conectados a tierra. Este tipo de instalación es segura ante contactos indirectos frente al primer fallo, pero no lo es ante un segundo fallo. No es peligroso si alguien toca uno de los polos pero no existe fallo a tierra, pero sí sería peligroso si existe previamente un fallo a tierra de la instalación. Por tanto en instalaciones flotantes se recomienda la instalación de un sistema de vigilancia permanente de aislamiento de ambos polos (positivo y negativo) respecto de tierra. En caso de una fuga a tierra se ha de proceder a un mantenimiento inmediato para subsanar la causa de dicho fallo. Este tipo de sistema de vigilancia se incorpora en los inversores de conexión a red. Aunque se pueden encontrar dispositivos independientes al inversor. En instalaciones con tensiones del generador fotovoltaico mayores de 120 V, hay que tomar medidas adicionales de seguridad, como sería el cortocircuitado de ambos polos del generador fotovoltaico y su puesta a tierra simultánea tras la detección del primer fallo y la separación del circuito general del generador en secciones independientes de pequeñas tensiones de seguridad que puedan ser abiertas en caso de primer fallo. Estas protecciones se han de complementar con medidas adicionales, como son la realización de instalaciones con grado de protección clase II con doble aislamiento o interposición de obstáculos haciendo inaccesibles el contacto con partes activas de la instalación. Para el personal no cualificado. Actualmente no existe una normativa que indique de modo explícito el procedimiento adecuado de actuación en caso de detección de un primer fallo a tierra de la instalación.
- Se han de utilizar dispositivos limitadores de sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas o varistores, conectados entre ambos polos del generador fotovoltaico y tierra.
- Es necesario realizar una correcta puesta a tierra de la estructura soporte del generador fotovoltaico y de las masas metálicas de la instalación, según lo indicado en la normativa aplicable.
- Hay que minimizar la posibilidad de cortocircuitos, separando la conducción de terminales positivos y negativos provenientes del generador fotovoltaico en la caja de conexiones.
- Utilización de materiales debidamente homologados para realizar los cableados.
- La línea de corriente alterna de salida del inversor ha de ser protegida adecuadamente mediante un interruptor magnetotérmico y otro diferencial

para protección contra contactos indirectos. Estas protecciones se han de situar lo más cerca posible de la caja general de protección.

Para mantener la instalación en un modo de funcionamiento seguro y eficaz ante cualquier posible fallo es necesario que cuente con las siguientes características técnicas:

- Fluctuación de tensión: El inversor debe operar en tanto la tensión de red se mantenga entre el 85% y el 115% de su valor nominal. En caso contrario el inversor deberá desconectarse.
- Fluctuaciones de frecuencia: El inversor debe operar mientras la frecuencia se mantenga entre 49 y 51 Hz.
- El factor de potencia ha de ser cercano a la unidad, minimizando con ello la energía reactiva.
- El inversor ha de poseer un indicador visual del estado de operación (encendido/apagado)
- Es recomendable utilizar inversores trifásicos para potencias superiores a los 5kVA.
- Se requiere que la distorsión armónica de la onda de corriente sea inferior al 5% cuando la distorsión armónica total de la onda de tensión sea inferior al 2%. Este requerimiento se refiere al inversor operando a potencia nominal.
- La instalación no ha de disponer de aislamiento galvánico entre las partes AC y DC de la instalación (no inyección de CC a la red eléctrica).
- La instalación fotovoltaica no ha de operar en modo isla.
- Las instalaciones en edificio también han de disponer de un interruptor manual accesible en todo momento a la compañía eléctrica. Además se pueden instalar fusibles seccionadores.

2.4 Marco Normativo

La instalación debe cumplir una serie de normas establecidas a nivel nacional e internacional para que su funcionamiento sea correcto y este en sintonía con las normas que se dictan en la actualidad. Existen unas normativas genéricas a todas las instalaciones eléctricas, reflejadas en el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT), pero también se deberán cumplir las leyes que reflejan las características que deben tomar las nuevas instalaciones fotovoltaicas. Se expondrán las leyes en orden cronológico con lo que se podrá observar claramente la evolución constante que se ha producido en el sector.

Ley 54/1997 del Sector Eléctrico

Junto con el real decreto de 2366/94 (ya obsoleto) fueron los primeros decretos que se encargaron de regular la novedosa energía fotovoltaica, durante los años 90.

Esta ley establece los principios de un modelo de funcionamiento basado en la libre competencia, impulsando a su vez el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial (auto productores o instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles, biomas, o cualquier tipo de biocarburante o residuos no renovables, y cuya potencia no exceda de 50 MW). Así mismo establece el objetivo de que los recursos renovables cubran un mínimo del 12 % del total de la demanda de energía primaria en el año 2010, en línea con el objetivo establecido por la Unión Europea.

Real Decreto 2818/1998 de 30 de Diciembre:

La presión del sector de las energías renovables, que iniciaba la gran expansión de los parques eólicos, los grupos ecologistas y medioambientales, así como el desarrollo de estos sistemas en otros países, condicionaron la redacción y aprobación de un nuevo decreto que regulara con más detalle el conjunto de las formas de generación utilizadas en el régimen especial eléctrico.

Por primera vez se mencionaba a la tecnología fotovoltaica como una clase de generación eléctrica susceptible de suministrar electricidad a la red y de cobrar una prima por ello.

Desarrolló la ley 54/1997 estableciendo la regulación de la conexión a la red eléctrica, la puesta en marcha de la instalación y la posterior venta de la energía producida en instalaciones de régimen especial.

Real Decreto 2224/1998 de 16 de Octubre

Se establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia. Este decreto es aplicable por cada comunidad autónoma, las cuales definen unos requisitos que deben cumplir los instaladores acreditados, atendiendo directamente a criterios de formación y experiencia.

Real decreto 1663/2000 de 29 de Septiembre

Este decreto trata la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. En él se recogen las condiciones administrativas y técnicas de conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red en baja tensión, así como los trámites que se han de realizar para formalizar el contrato de compra-venta de energía eléctrica de la compañía distribuidora de electricidad.

El decreto será de aplicación a las instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en baja tensión, es decir nunca superior a 1 kV.

Los instaladores autorizados para estas instalaciones, así como el procedimiento para la obtención del correspondiente certificado de profesionalidad son regulados en el Real Decreto 2224/1998.

Real Decreto 436/2004 de 12 de Marzo

Este Decreto sustituyó al 2818/1998 que mejoraba algunos aspectos de índole económica en relación a las instalaciones fotovoltaicas. Además tiene por objetivo unificar las normativas de desarrollo de la ley 54/1997 en lo que se refiere a la generación de energía eléctrica en régimen especial.

Se define un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación que puede vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, que se define como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia regulada en el Real Decreto 1433/2002, y que por tanto esta basada en el precio del mercado de producción, o bien por vender dicha producción o excedentes en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio de lo negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación tiene derecho a percibirla.

Real decreto 661/2007 de 25 de Mayo

Este decreto se encamina a la regulación de la energía en régimen especial. Se pretende reducir la dependencia energética exterior, conseguir un mayor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y lo más importante promover una mayor sensibilización ambiental, para lo cual se intentará aumentar el uso de energías renovables y buscar la eficiencia de la generación eléctrica.

Además, la política energética nacional debe posibilitar, mediante la búsqueda de la eficiencia energética en la generación de electricidad y la utilización de fuentes de energía renovables, la reducción de gases de efecto invernadero de acuerdo con los compromisos adquiridos con la firma del protocolo de Kyoto.

Este Real Decreto sustituye al 436/2004 de 12 de Marzo debido a que era necesaria la modificación del régimen económico y jurídico que regula el régimen especial vigente hasta el momento, reforma necesaria por varias razones: En primer lugar, el crecimiento experimentado por el régimen especial en los últimos años, unido a la experiencia acumulada durante la aplicación de los Reales Decretos 2818/1998 de 23 de Diciembre y 436/2004 de 12 de Marzo, ha puesto de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías, salvaguardando la seguridad en el sistema eléctrico y garantizando su calidad de suministros, así como para minimizar las restricciones a la producción de dicha generación. El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004 de 12 de Marzo de 2004, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado mas relevancias ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesario la

modificación de dicho esquema de retribuciones, desvinculándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, que se utilizaba hasta ahora.

Se recibirá una retribución fijada por la electricidad cedida a la red de transporte o distribución, de forma única para todos los periodos de programación y expresada en céntimos de euro por kilovatio hora.

Las instalaciones se clasifican en grupos atendiendo a la potencia de la instalación, dependiendo del cual recibirán diferentes retribuciones, las cuales también varían con la antigüedad de la instalación.

Además todas las instalaciones recibirán un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia.

La citada legislación obliga a las compañías eléctricas a comprar la energía generada y establece las condiciones técnicas y administrativas con las que se establecerá el contrato de venta de energía a la compañía eléctrica distribuidora.

Las tarifas marcadas en este decreto no son reflejadas puesto que han sido modificadas en el nuevo Real Decreto de 2008. Algunos de los aspectos anteriores se mantienen.

Real Decreto 1578/2008 de 26 de Septiembre

Las previsiones de generación solar planeadas por el gobierno fueron superadas con creces, la potencia instalada en 2008 quintuplicó la potencia objetivo para 2010. Esto crea la necesidad de revisar la ley y adaptarla a la situación actual. Se prevé que con la nueva ley se alcancen los 3.000 MW en 2010 y hasta 10.000 MW en 2020.

Asimismo, se ha dado un impulso importante a las instalaciones sobre tejado frente a las grandes plantas sobre suelo, por sus mayores beneficios económicos y medioambientales.

En cuanto a la retribución, el fuerte desarrollo del sector conseguido en estos dos últimos años ha permitido una importante evolución en la curva de aprendizaje de esta tecnología, alcanzando una significativa reducción de costes. Así, se ha establecido una nueva tarifa con una reducción muy significativa frente a la actual, que será de aplicación únicamente a las nuevas plantas.

Esta propuesta de RD pretende conseguir, a través de la regulación, el desarrollo tecnológico que permita que las energías renovables representen un 20% de nuestro consumo de energía en 2020 y el 40% de la generación eléctrica.

Las novedades introducidas por el Real Decreto aprobado hoy son las siguientes: Contempla dos tipologías diferenciadas, suelo y techo (instaladas en edificios), y orienta la inversión privada hacia la tipología en techo por sus mayores beneficios económicos (en cuanto a reducción de pérdidas en la red, reducción de inversiones en infraestructuras) y medioambientales (mejor utilización del suelo y preservación de zonas con un potencial mayor valor natural).

La nueva retribución distingue entre instalaciones en techo o cubierta (Tipo I), e instalaciones en suelo o terreno (Tipo II), que tiene una retribución de 32 cent/kWh, además dentro del tipo I existen dos subgrupos, las instalaciones cuya potencia nominal es menor o igual a 20 kW, cuya retribución es de 34 cent/kWh, y las instalaciones cuya potencia es mayor de 20 kW, cuya retribución es de 32 cent/kWh.

Establece un mecanismo de “pre-registro”, de forma que una vez realizados determinados trámites administrativos (autorización administrativa, conexión, etc.), los proyectos se inscriben en un registro, asignándoles en ese momento una tarifa regulada que percibirán una vez esté finalizada la instalación.

Las instalaciones no podrán tener un tamaño superior a 10 MW en suelo y 2 MW en edificios.

La tarifa regulada de cada convocatoria se calculará en función de la demanda que haya existido en la convocatoria anterior, con bajadas de la retribución si se cubre el cupo completo. Asimismo, podría elevarse la tarifa si en dos convocatorias consecutivas no se alcanza el 50% del cupo.

Las bajadas pueden ser de hasta el 10% anual.

Este esquema retributivo beneficia a los consumidores, al establecer una retribución ajustada a la curva de aprendizaje de la tecnología, lo que se traducirá en un abaratamiento del coste de la electricidad en relación al modelo vigente. También beneficia a los inversores, al aportar predictibilidad de las retribuciones futuras. Los cupos iniciales serán de 400 MW/año (dos tercios para las instalaciones en edificación y el resto para el suelo).

Con la finalidad de establecer un régimen transitorio para suavizar la inercia de la industria fotovoltaica actual, se establecen unos cupos extraordinarios adicionales de 100 MW y 60 MW para 2009 y 2010, respectivamente, en suelo. Las dos primeras convocatorias se resolverán en unos plazos muy reducidos: la primera, el 15 de diciembre de 2008.

Los cupos anuales se incrementarán en la misma tasa porcentual en que se reduzca la retribución en el mismo período, hasta un 10%.

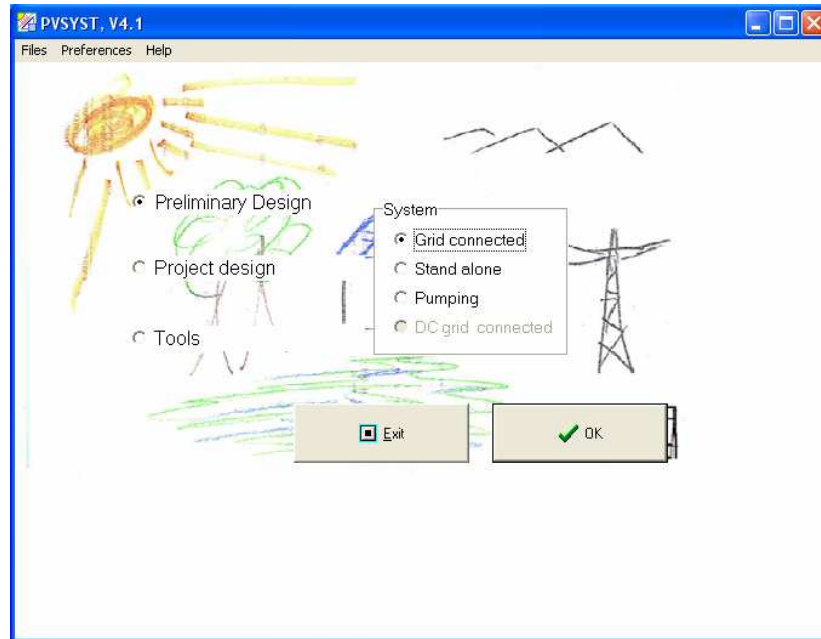
Se establecerán mediante Orden Ministerial los requisitos técnicos y de calidad de las instalaciones para contribuir a la seguridad del sistema.

El plazo de retribución para cada instalación es de 25 años, y la actualización anual de la retribución en función del IPC -0,25 ó -0,50, en ambos casos igual que en el anterior Real Decreto.

2.5 Herramienta de diseño: PVSYST

2.5.1 Introducción

Este programa es una herramienta para el estudio, dimensionado y análisis de instalaciones solares fotovoltaicas. Con dicho programa se pueden diseñar instalaciones conectadas a la red, instalaciones independientes de red e instalaciones conectadas a redes de corriente continua.



2.21 Programa PVSYST

Posee una amplia base de datos meteorológica, además de numerosos componentes fotovoltaicos.

Se puede realizar el diseño del sistema atendiendo a tres niveles diferentes:

- **Diseño preliminar:** Es el predimensionamiento del proyecto de la instalación. Es parecido a un estudio de viabilidad del proyecto. Está orientado a temas arquitectónicos y requiere información sobre la superficie disponible, la potencia nominal, la tecnología de los paneles fotovoltaicos (color, transparencia, etc...), energía demandada y presupuesto aproximado.
- **Diseño del proyecto:** En esta parte se da el diseño de las instalaciones usando simulaciones detalladas por horas. Con una configuración básica del proyecto el usuario puede ejecutar diferentes simulaciones del sistema y compararlas entre si posteriormente para seleccionar la más adecuada. En este punto es necesario definir la orientación de los paneles y elegir los componentes finales del sistema. Esta parte es la más importante y determina la eficiencia del proyecto.
- **Herramientas:** incluye las bases de datos para el manejo del programa, así como algunas herramientas específicas necesarias cuando se trata con sistemas de energía solar, como pueden ser: tablas, gráficas de parámetros

geométricos solares, modelo de irradiación en un tipo determinado de día, comportamiento de los paneles solares bajo sombras parciales, etc...

2.5.2 Diseño de un proyecto en PVSYST

a) Definición del proyecto:

Para crear un proyecto nuevo es necesario definir lo siguiente:

- Nombre de proyecto, el cual identificará el proyecto en la librería de archivos.
- Datos del cliente, dicho campo no es de obligatorio.
- Lo siguiente será seleccionar la localización geográfica (Location).
- Se elige un emplazamiento cercano que se incluya en la base de datos, el cual incluye datos meteorológicos mensuales. Se pueden modificar los datos que suministra el programa o importar de METEONORM los que no aparezcan en la base de datos (Figura 2.5.2).
- El proyecto incluirá un archivo meteorológico horario en formato interno de PVSYST (archivos *.MET). Por defecto el programa:
 - Asociará un archivo meteorológico horario existente si coincide con una localización existente en la base de datos.
 - O automáticamente generará un archivo horario según los valores meteorológicos mensuales de la ubicación escogida.
- Pulsando en la opción *more* se tiene la posibilidad de personalizar el archivo meteorológico de varias formas, entre ellas permite importar un archivo meteorológico horario del programa METEONORM, dicho archivo se genera a partir de valores mensuales de una forma similar al PVSYST pero con variables adicionales.
- Por último pulsando en *Next* conduce a la definición de albedo correspondiente a la localización del proyecto.

Geographic site parameters

Site : **Madrid (Spain)**

Data source : **Meteonorm V5.0** Import Meteonorm

	Global irr. kWh/m ² .day	Diffuse kWh/m ² .day	Temper. °C	Wind vel. m/s
January	2.13		5.5	2.50
February	2.75		7.0	2.40
March	4.55		9.3	2.60
April	5.10		11.6	3.20
May	6.58		15.5	2.60
June	7.43		20.4	2.80
July	7.42		24.3	2.70
August	6.48		23.8	2.50
September	5.00		20.3	2.70
October	3.39		14.5	2.30
November	2.13		8.9	2.60
December	1.58		5.9	2.20
Year	4.56		13.9	2.6

Required data

☒ Horizontal global irradiation

☒ Average ext. temperature

Extra data (if available)

☐ Horizontal diffuse irradiation

☒ Wind velocity

Irradiation units

☒ kWh / m² day

☐ kWh / m² month

☐ MJ / m² day

☐ MJ / m² month

☐ W / m²

☐ Clearness Index Kt

Back Cancel OK

2.22 Valores de radiaciones para Madrid

El albedo es un coeficiente. Indica la fracción de la irradiación global incidente reflejada por el suelo frente al plano inclinado de los paneles. Este efecto se tiene en cuenta durante el cálculo de la irradiación global sobre el plano inclinado. El coeficiente de albedo visto por un plano horizontal es nulo e incrementa su valor con la inclinación.

Al definir el proyecto este valor se puede ajustar para cada mes con el fin de considerar cualquier posibilidad, como pueda ser la existencia de nieve. El valor que se usa de forma general en localidades urbanas está comprendido entre 0,14 y 0,22, y puede llegar hasta 0,8 en casos extremos en que los paneles tengan nieve alrededor. Idealmente, el mejor valor es el que se obtiene midiendo directamente en el lugar de instalación, aunque en la práctica, excepto para los planos verticales, este valor no tiene mucha importancia ya que la componente de albedo es relativamente débil frente a la irradiación global incidente. No obstante el programa proporciona una tabla con algunos valores característicos. Normalmente se fijará un coeficiente de albedo de 0,2 constante a lo largo de todo el año.

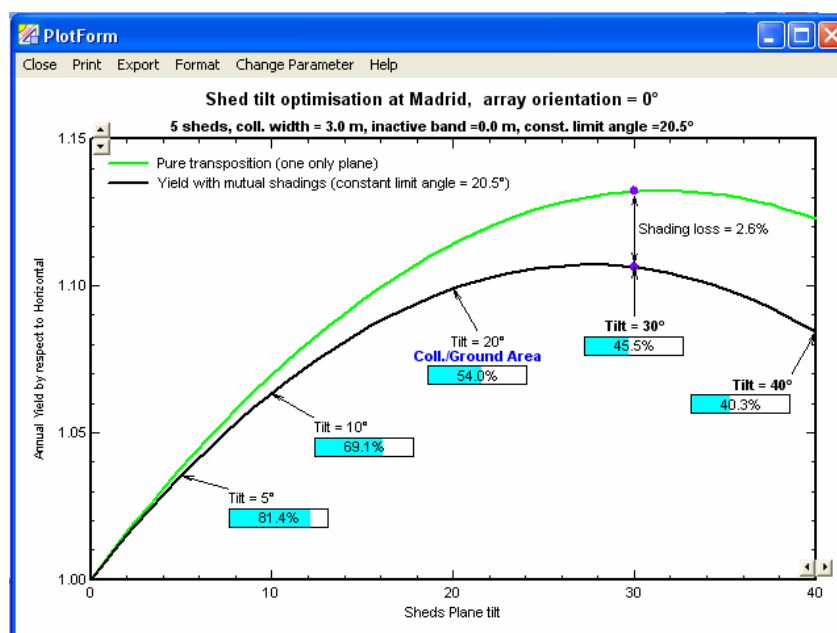
b) Orientación del plano:

El programa de simulación ofrece la posibilidad de elegir entre ocho modos distintos de orientación de los planos colectores.

- Plano inclinado fijo (Fixed tilted plane): solo hay que definir la inclinación y el azimut del plano.
- Ajuste estacional de la inclinación (Seasonal tilted adjustment): depende de la estación del año para la que se quiera diseñar la instalación, la inclinación del plano puede ajustarse para los meses de invierno y de verano.
- Seguimiento, dos ejes (Tracking, two exes): se deben definir los ángulos límite del mecanismo de seguimiento (en inclinación y azimut), que son tenidos en cuenta durante la simulación.

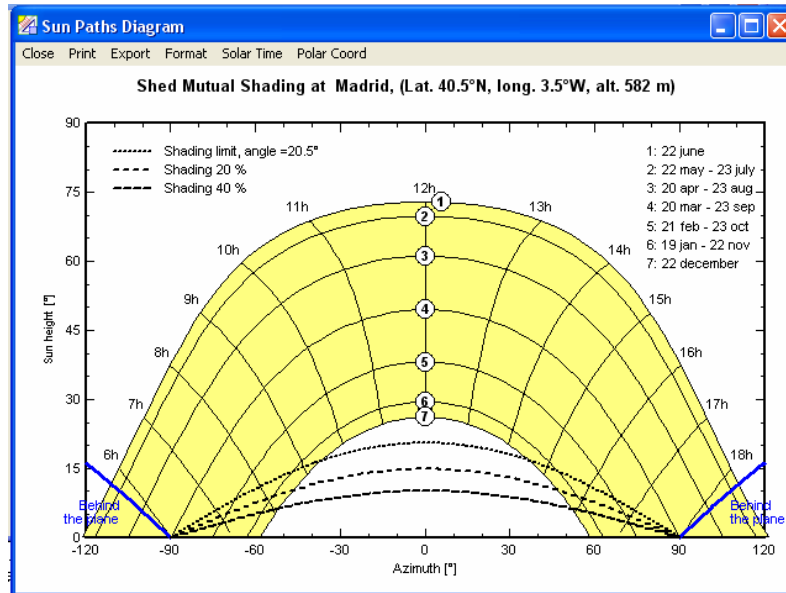
- Seguimiento, eje inclinado (Tracking, tilted axis): se tiene que definir la inclinación del eje y el azimut. El ángulo de rotación se llama ϕ (dicho ángulo es igual a cero cuando el plano del azimut coincide con el eje azimut), con el mismo convenio de signos que para el plano azimut. Se requieren los límites en el trazo de ϕ .
- Seguimiento, eje horizontal (Tracking, horizontal axis): la orientación del eje se define como la normal al eje horizontal. Se deben definir los límites del trazo (aquí ϕ es igual a la inclinación del plano).
- Doble orientación (Double orientation): permite definir dos planos colectores con diferentes orientaciones. Se debe definir la fracción del campo asignada a cada orientación. El comportamiento eléctrico de los módulos conectados en serie y con diferentes orientaciones es muy complejo y no se tiene en cuenta durante el proceso de simulación.
- Filas ilimitadas (Unlimited Sheds): se usa cuando las filas de módulos son muy largas con respecto a su anchura. Si las filas de módulos son tan cortas que no se pueden despreciar la iluminación en los bordes, se deben definir las filas en Near Shadings.

Esta herramienta permite visualizar y optimizar el montaje de filas. Se debe definir la inclinación y el azimut de los módulos, el número de filas, la distancia entre filas o *pitch*, la anchura de la fila (un módulo o varios módulos), y el área en la parte inferior o en la parte superior que no recibe iluminación. En la parte superior del dibujo se puede observar el valor del ángulo límite de sombras. *Show Optimisation*, representada en la figura inferior, da el valor de las pérdidas por sombreado realizando una comparación con un campo de única fila. Se puede observar, por ejemplo, que para una inclinación de 30° , las pérdidas por sombreado en este ejemplo representan un 1,7 %.



2.23 Pérdidas por sombreado

Además se pueden trasladar las sombras de unas filas sobre otras a un *Shading Graph*, representado en la siguiente figura. En él se puede ver la trayectoria del sol para distintas épocas del año y las pérdidas por sombreados a diferentes horas del día.



2.24 Trayectoria del sol durante el año

Unlimited Sheds se recomienda para una estimación rápida y segura de las pérdidas por sombreado de unas filas sobre otras. Es un cálculo se desarrolla asumiendo que las filas son de longitud infinita, esto es, se desprecia la iluminación en los extremos de las filas, y sin tener en cuenta los efectos eléctricos propios del comportamiento eléctrico de las células (es análogo a *Linear Shadings*, como se definirá más tarde el tratamiento de sombreados cercanos). Sin embargo, no se puede utilizar cuando las filas están situadas sobre un plano inclinado, como un tejado o un terreno inclinado.

- Protecciones solares ilimitadas (*Unlimited sun shelds*): Múltiples marquesinas o toldos uno encima de otro. La entrada de datos es análoga a *Unlimited Sheds*.

c) Sombras lejanas (horizon):

El horizonte se describe por los efectos de las sombras lejanas. Es la manera más simple de definir el sombreado, pero su uso debe estar limitado a los obstáculos situados a veinte veces el tamaño del campo fotovoltaico. El horizonte actúa de manera global sobre el campo fotovoltaico: en un instante dado, el sol está o no visible sobre el campo.

Si se quisiera realizar un cálculo de las sombras lejanas habría que dibujar un perfil del horizonte y superponerlo al diagrama de trayectoria solar. En este caso la instalación no presenta obstáculos cercanos ya que se encuentra sobre un tejado en una zona sin edificios alrededor, por ello las pérdidas se desprecian.

d) Sombras cercanas (Near Shadings):

Las sombras cercanas son sombras parciales que afectan sólo a una parte del campo. Las zonas sombreadas cambian durante el día y a lo largo de las estaciones. El tratamiento de las zonas cercanas requiere una construcción tridimensional del campo y su entorno, y es mucho más complejo que en el de las sombras lejanas.

En este caso al igual que el anterior la instalación no se ve afectada por sombras cercanas por lo que no se deberá actuar sobre este campo de la simulación.

e) Definición del sistema:

En este caso y una vez definida el resto de la instalación, se dispone a seleccionar los componentes del sistema fotovoltaico. Además este apartado permite modificar los parámetros de las pérdidas del array fotovoltaico (pérdidas térmicas, resistencia de los cables, calidad del módulo, desacoplo...)

Llegado a este punto se puede definir la potencia nominal de la instalación, aunque es opcional. Luego se debe elegir el modelo de inversor y el inversor y automáticamente el programa indica el número de unidades necesarias para el sistema. A continuación se elige el módulo a usar, el programa fija el número de módulos en serie y en paralelo de acuerdo con la tensión de operación del inversor, teniendo en cuenta la tensión máxima de entrada.

En el caso de no especificar la potencia nominal, el usuario determine el tipo de inversor, el número de inversores, el tipo de módulo y el número de módulos en serie y paralelo. Tanto módulos como inversores pueden clasificarse atendiendo a distintos criterios. En caso de existir incompatibilidades entre componentes el programa lo indica de diferentes maneras: advertencia en rojo no permite hacer la simulación, advertencia en naranja es solo de carácter indicativo.

2.25 Menú de definición del sistema (system)

En *Detailed losses* se da la opción de modificar los parámetros de las pérdidas. Estos están ajustados por defecto a unos valores predefinidos y normalmente adecuados para cada simulación.

- Parámetros térmicos: El comportamiento técnico del campo, con influencia sobre el comportamiento eléctrico, se determina por un balance térmico entre la temperatura ambiente y el calentamiento de las células debido a la irradiación incidente. Esto se caracteriza por un factor de pérdidas k , que puede ser descompuesto en una componente constante k_c y en un factor proporcional a la velocidad del viento k_v . Estos factores dependen del tipo de montaje de los módulos (tejado, fachada, etc.). Los valores están registrados por defecto en el programa.

$$k = k_c + k_v \cdot v$$

$v = \text{velocidad del viento en m/s}^2$
 $k \text{ en W/m}^2 \text{ K}$

Los valores por defecto propuestos por el programa son los siguientes:

$$k_c = 20 \text{ W/ m}^2 \quad k_v = 6 \text{ W/ m}^2 \text{ K / m/s}$$

Los valores de velocidad del viento suelen ser imprecisos por lo que se asume una velocidad constante de $1,5 \text{ m/s}^2$. Con los valores introducidos por defecto por el programa y suponiendo la velocidad del viento citada anteriormente se obtiene un valor de k de 29 W/ m^2 . k_c es la temperatura de operación nominal de la célula, cuyo valor también es posible definir.

- Pérdidas óhmicas: La resistencia de los cables introduce pérdidas (RI^2). Éstas pérdidas se pueden caracterizar para se un parámetro R definido para el campo global. El programa fija un factor de pérdidas de 1,5 % en STC y una caída de tensión en los diodos de protección nula. La pérdida efectiva a lo largo de un periodo se dará como un resultado de la simulación. Normalmente está entre el 50% y el 60% de la pérdida relativa cuando se opera en MPP.
- Pérdidas en la calidad del módulo y pérdidas de conexionado: La mayoría de los módulos no cumplen las especificaciones nominales del fabricante. Los módulos se venden con una tolerancia dada, y según el programa las potencias normalmente se encuentran por debajo de la potencia nominal especificada, aunque siempre dentro de la tolerancia. PVSYST permite considerar éstas pérdidas definiendo un factor de pérdidas, constante durante todo el proceso de simulación, que supone una pérdida de energía en el MPP. Las pérdidas de conexionado (*misssmatch*) están relacionadas con el hecho de que los módulos reales en el array no presentan exactamente las características I-V. Es necesario introducir un factor de pérdidas por desacoplo (distinto para el MPP u operación en voltaje fijo), que es constante durante la simulación. Se establecen unas pérdidas de potencia en el MPP del 1%.
- Pérdidas debidas al ángulo de incidencia (reflexiones). El efecto de la incidencia (se designa con el término IAM, modificador de ángulo de incidencia) se corresponde con el debilitamiento de la irradiación que realmente alcanza la superficie de las células fotovoltaicas, con respecto a la irradiación a incidencia

normal. Éste fenómeno está básicamente asociado con pérdidas de Fresnell en los vidrios frontales de los módulos fotovoltaicos.

f) Simulación y resultados:

Cuando se han introducido todos los parámetros y el programa los considera admisibles, los indicadores de cada pestaña pasarán de color rojo a verde indicando que se puede realizar óptimamente la simulación. Las fechas de las simulaciones se basan en las fechas de los archivos meteorológicos, y se pueden restringir a un periodo limitado. El proceso de simulación implica un número considerable de variables, que se almacenan en valores mensuales en el archivo de resultados, y que están disponibles como tablas y gráficos. Los datos de interés para el usuario deberían definirse antes de la simulación, para ser acumulados durante el proceso de simulación.

3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN:

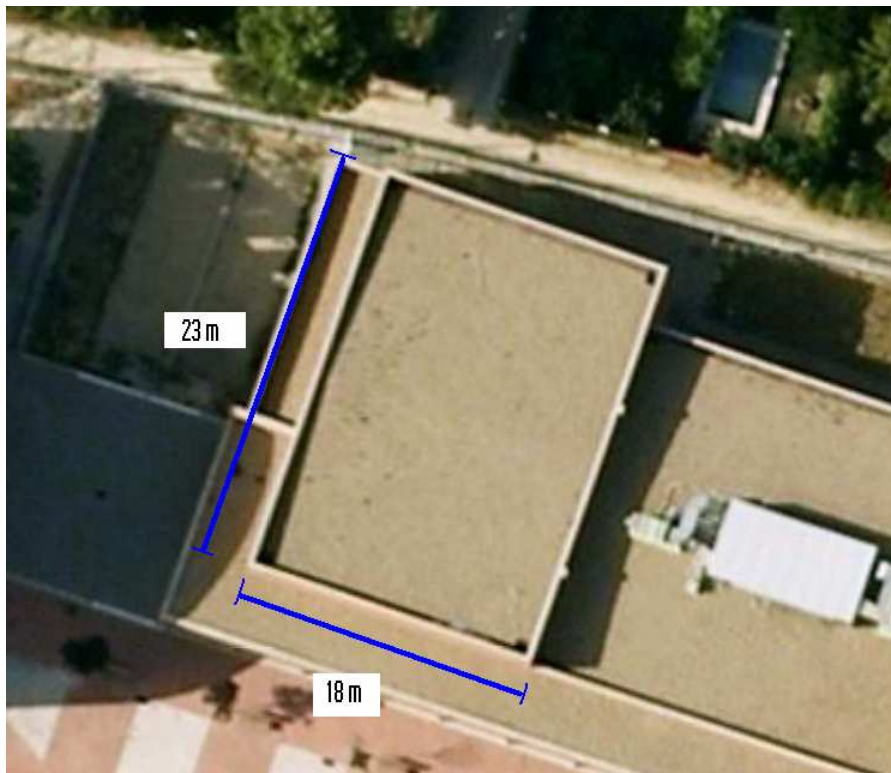
A continuación se especificarán todos los detalles técnicos de la instalación solar fotovoltaica y se describirán todos los componentes que deben usarse para llevar a cabo la instalación detalladamente.

3.1 Emplazamiento: Características

La instalación fotovoltaica se realizará sobre una biblioteca ya construida situada en el municipio de Getafe, municipio del sur de la comunidad de Madrid. Su situación relativamente aislada de edificios de mayor tamaño que ella hace que reciba una gran cantidad de radiación solar, consiguiendo con ello absorber cantidad de energía diaria necesaria para considerar el edificio autosuficiente. Esta ubicada en una zona cultural compartiendo edificio con un centro cívico y un conservatorio. Su posición permite ubicar los paneles solares en la posición más óptima sin verse reducida su capacidad de generación por sombras externas. Debido a la ausencia de edificios a su alrededor no será necesario realizar un diagrama de sombras, por lo que la superficie efectiva será la superficie de la cubierta en su totalidad.

El edificio tiene forma rectangular. Posee un techo totalmente plano con fácil acceso lo cual facilita tanto la instalación de todos los componentes como el acceso a ella para posibles mantenimientos. El edificio tiene unas dimensiones efectivas de 23x18m lo cual hace que se disponga de 414 m² para la instalación solar.

En la siguiente imagen se muestra una vista aérea del edificio acotado en la que se puede apreciar perfectamente donde se va a instalar todo el sistema fotovoltaico.



3.1 Vista aérea del edificio

Será necesario estudiar las características de la zona para poder ubicar correctamente los paneles solares. En los siguientes gráficos se muestran las características solares de la zona.

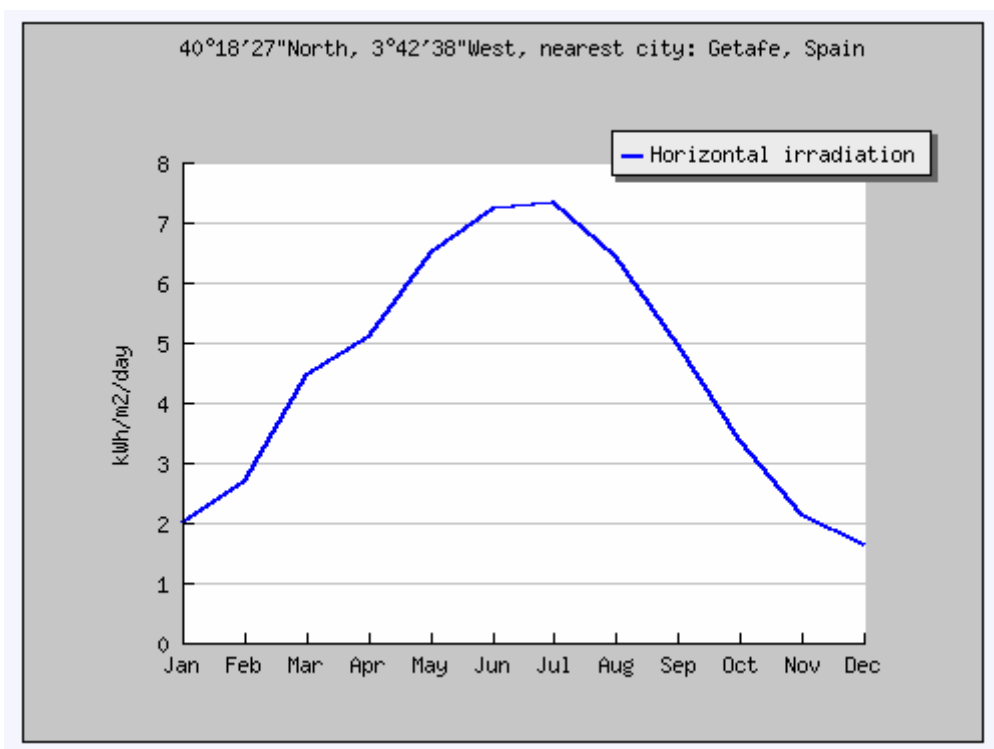
Las coordenadas del edificio son:

Latitud: 40° 17' N
Longitud: 3° 44' O
Altura: 644 m

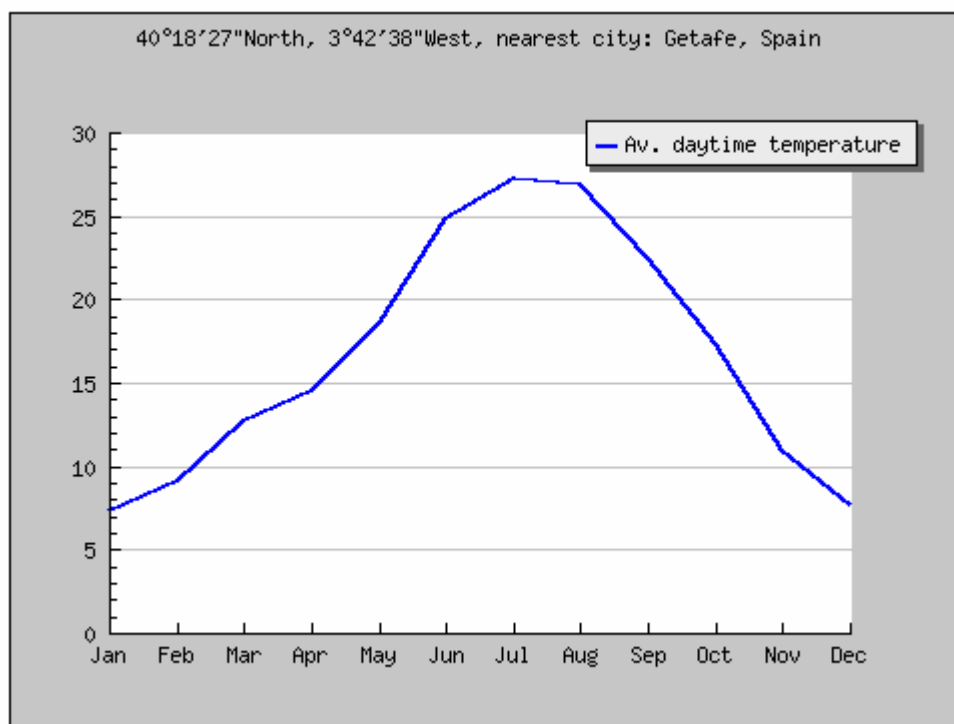
Se pretende construir una instalación fotovoltaica conectada a red sobre el techo plano del edificio, el cual carece de inclinación. Se usarán módulos fotovoltaicos estáticos situados en la orientación más óptima para obtener el mayor rendimiento anual. El edificio está orientado al sur, por lo que para optimizar la instalación en los parámetros del programa de simulación está se orientará al sur, con un azimut de 0°. Mediante el uso del programa PVSYST (cuyo funcionamiento fue explicado anteriormente) se dimensionará la instalación cuyas características sean lo más óptimas posibles atendiendo a las posibilidades del edificio y a las necesidades que se quiere que cumpla la instalación.

En éste caso se pretende diseñar una instalación con la mayor capacidad posible de generación de energía que se pueda instalar en el techo del edificio, es por ello que se introducirá en el programa informático las características de ubicación del edificio y a continuación se seleccionarán los módulos y los inversores que permitan obtener una buena relación entre generación/precio. El límite de potencia instalada lo marcará el tamaño del tejado, es decir, la instalación no parte de una potencia fija sino que se dimensiona la mayor instalación, siempre dentro de los límites de rentabilidad, que por tamaño pueda instalarse en el techo del edificio. Una vez dimensionada la instalación con mayor capacidad de generación y adecuada a la estructura del edificio se realizará un análisis para estudiar la capacidad de generación de la instalación y se comparará con los consumos del edificio, con lo que se obtendrá un estudio de la capacidad de independencia eléctrica del edificio.

Es necesario conocer las características solares de la zona. Se ha obtenido un gráfico con la radiación solar media de cada mes en la zona donde se ubica la instalación (Getafe), a partir de estos datos el programa de diseño determina la orientación óptima para obtener la mayor cantidad de energía a lo largo del año. Además el programa también necesita las temperaturas medias de la zona.



3.2 Radiación media en Getafe a lo largo del año



3.3 Temperatura media en Getafe a lo largo del año

3.2 Requisitos administrativos y legales

Para implantar una instalación solar fotovoltaica conectada a red en cualquier punto de la geografía española es necesario realizar una serie de trámites como puedan ser el acogerse al cumplimiento de la normativa vigente (normas expuestas en el punto 2.4) o realizar los convenientes trámites administrativos impuestos, que son los siguientes.

3.2.1 Depositar un aval

Es imprescindible depositar un aval de 50€/kW ó de 500 €/Wp, dependiendo del tipo de instalación, para poder tramitar la solicitud de acceso a la red.

A partir de la fecha de promulgación del Real Decreto 1578/08 de 26 de septiembre, será obligatorio por primera vez, el que las instalaciones solares sobre cubierta cuenten con aval.

El citado Real Decreto de retribución de la energía solar fotovoltaica establece en su artículo 9 que:

- En el caso de que una instalación estuviera exenta de la presentación del aval para el acceso a la red de distribución,
- O en el caso en el que no existiera un depósito de un aval equivalente al menos a un importe equivalente a 500 €/kW de potencia,

Deberá depositarse ante la Caja General de Depósitos un aval por una cuantía de:

- 50 €/kW de potencia del proyecto o instalación fotovoltaica del tipo I.1,
- 500 €/kW de potencia del proyecto o instalación fotovoltaica del tipo I.2.

Asimismo el Nuevo Real Decreto establece una importante excepción de depositar aval al señalar que no se exigirá el depósito de éste aval a las instalaciones solares anteriores a la fecha de promulgación del nuevo Real Decreto que cuenten con la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

Anteriormente, y en relación a las instalaciones solares sobre cubierta, El Real Decreto 661/2007, en su artículo 66bis señalaba que quedaban excluidas de la presentación de este aval las instalaciones fotovoltaicas colocadas sobre cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales.

3.2.2 Solicitud de punto de acceso y conexión a la compañía eléctrica

Para la cesión de la energía eléctrica que genere la planta solar fotovoltaica a la empresa distribuidora más próxima, que tenga características técnicas y económicas suficientes para su posterior distribución.

Las compañías distribuidoras de energía eléctrica (a las cuales se deben conectar las instalaciones de generación fotovoltaica para vender su electricidad al sistema) tienen la obligación legal de colaborar con este proceso admitiendo la entrada en la red de esta energía en un punto accesible, verificando la corrección técnica del suministro y de los mecanismos de lectura y, finalmente, contratando con el titular de la instalación la compra de la energía.

De cara a evitar que los inversores o productores fotovoltaicos colapsen los servicios y la capacidad de las empresas suministradoras ante un posible desbordamiento de solicitudes, algunas Consejerías de Infraestructuras de diversas Comunidades Autónomas han dictado diversas Órdenes en las que se permite la inscripción definitiva sin estos documentos a cargo de la distribuidora y concediendo un plazo de seis meses suplementarios para su presentación.

Así de conformidad con el artículo 66 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, el productor fotovoltaico o inversor deberá presentar a la empresa distribuidora propietaria del punto de conexión, el proyecto básico de la instalación y su programa de ejecución.

Conexión a las redes de distribución:

Una vez obtenido el informe favorable del gestor de la red de distribución de la zona sobre la existencia de suficiente capacidad de acceso a dicha red en el punto requerido, el agente petionario presentará a la empresa distribuidora propietaria de la red en dicho punto, el proyecto básico de la instalación y su programa de ejecución.

La empresa distribuidora propietaria del punto de conexión, si dicha instalación puede afectar a la red de transporte o a la operación del sistema según lo establecido en el artículo 63 de este Real Decreto informará sobre dichas posibles afecciones en el plazo máximo de un mes y lo trasladará al operador del sistema y gestor de la red de transporte, junto con el programa de ejecución. El operador del sistema y gestor de la red de transporte analizará si existe alguna restricción derivada de esta nueva información y en el plazo máximo de un mes, emitirá un informe al respecto.

Para la conexión de nuevas instalaciones, el proceso de solicitud de acceso y de solicitud de conexión podrá llevarse a cabo de manera simultánea, siendo en todo caso la concesión previa de acceso requisito necesario e imprescindible para la concesión del permiso de conexión.

3.2.3 Solicitud de autorización administrativa

Una vez obtenidos los derechos de acceso y conexión a redes de distribución correspondientes, se puede obtener la autorización de la instalación.

Según el artículo 5 del Real Decreto 661/2007, sobre la Autorización de Instalaciones, el procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones a las que se refiere éste Real Decreto, cuando sea competencia de la Administración

General del Estado, se regirá por las normas por las que se regula con carácter general las instalaciones de producción de energía eléctrica.

La ley 54/1997, en el artículo 28, Autorización de la producción en régimen especial, obliga a someter al régimen de autorización administrativa previa a cualquier acción sobre la instalación de producción de energía eléctrica.

Por ello, los solicitantes de éstas autorizaciones deberán acreditar las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas, el adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente y la capacidad legal, técnica y económica adecuada al tipo de producción que van a desarrollar y, una vez otorgadas, deberán proporcionar a la Administración competente información periódica de cuantos datos afecten a las condiciones que determinaron su otorgamiento.

3.2.4 Permiso municipal de licencia de obras

La instalación de sistemas de captación de energía solar en los diversos municipios estará sujeta a la previa obtención de la licencia municipal de actividad y obra.

El objeto de la Licencia de Obra es Autorizar el Proyecto Urbanístico del Sistema Fotovoltáico. La Licencia la deberá otorgar el Ayuntamiento del Municipio donde se ejecute el Sistema Fotovoltáico Conectado a Red.

Si la instalación se realiza sobre suelo catalogado como no urbanizable, será necesaria la aprobación del gobierno Autonómico. Dependiendo de la legislación propia de la Comunidad Autónoma, podrá ser requerido Estudio de Impacto Ambiental.

3.2.5 Permisos medioambientales

En las instalaciones solares fotovoltaicas sobre terreno cuya potencia de producción sea superior a 3.500 KW son precisas la Declaración de Interés Comunitario y la Evaluación de Impacto Ambiental, de competencia de la Consejería de Medio Ambiente, Urbanismo y Vivienda.

Asimismo algunas Comunidades Autónomas están exigiendo la aprobación de un estudio de integración paisajística.

3.2.6 Licencia de actividad

Conforme a las diversas Ordenanzas Municipales, la instalación de sistemas de captación de energía solar en los municipios está sujeta a la previa obtención de la licencia municipal de actividad y obra.

Para ello los Ayuntamientos solicitan al productor o inversor fotovoltaico el Proyecto de aprovechamiento de la energía solar (independiente o apartado específico en el proyecto general) suscrito por técnico competente y visado por el colegio oficial.

3.2.7 Alta en régimen especial

Una vez que se ha ejecutado la instalación solar fotovoltaica y han sido superadas con éxito las pruebas reglamentarias, ambas por el instalador eléctrico autorizado, el productor fotovoltaico o inversor ha de presentar ante el Servicio Territorial de Energía de la provincia, la correspondiente solicitud de autorización de puesta en servicio e inscripción de la instalación en el Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial de la Comunidad Autónoma correspondiente, junto con la documentación requerida.

Así conforme con el artículo 9 del Real Decreto 661/2007, el procedimiento de inscripción en el registro administrativo constará de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva.

Inscripción Previa

a) Debe dirigirse al órgano correspondiente de la Comunidad Autónoma competente, o en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas.

b) La solicitud debe de estar acompañada al menos de:

- Acta de puesta en servicio provisional para pruebas.
- Contrato Técnico con la empresa distribuidora, o en su caso, el contrato técnico de acceso a la red de transporte.

De ser competente la Dirección General de Política Energética y Minas deberá resolver la solicitud en el plazo de 1 mes.

La inscripción previa caduca si transcurridos tres meses desde que aquella fuese notificada al interesado, éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva.

Inscripción Definitiva

Debe dirigirse al órgano correspondiente de la Comunidad Autónoma competente, o en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas.

La solicitud debe de estar acompañada al menos de:

- Documento de opción de venta de la energía producida.
- Certificado emitido por el encargado de lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el RD 2018/1997, de 26 de diciembre.
- Informe del operador del sistema, o gestor de la red de distribución, que acredite la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión.
- Acreditación del cumplimiento de los requisitos por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. En el caso de ir a Tarifa regulada, será su representante.

La solicitud de inscripción definitiva podrá presentarse simultáneamente con la solicitud de puesta en servicio de la instalación. De ser competente la D.G.P.E.M. deberá resolver la solicitud en el plazo de 1 mes.

3.2.8 Inscripción previa en el registro de instalaciones de régimen especial

Esta inscripción caduca a los tres meses. Su finalidad es incluir en el Registro Administrativo de instalaciones de producción en régimen especial las instalaciones que se indican para el adecuado control y seguimiento del mismo.

Los destinatarios son los promotores de la instalación que quieran a cogerse al régimen especial.

Tiene como requisito que se trate de instalaciones de producción de energía eléctrica para su entrega en la red de distribución o transporte que utilicen como energía primaria la energía solar, ya sea solar fotovoltaica o solar térmica.

a) Para el reconocimiento de instalación de producción acogida al régimen especial:

- Disponer de los terrenos o de las cubiertas de las naves industriales para la implantación de la instalación
- Justificar que el emplazamiento propuesto para la instalación no es incompatible con las normas urbanísticas, o bien, justificación de haber solicitado al Ayuntamiento la licencia municipal correspondiente.

b) Para la inscripción previa:

- Disponer de acta de puesta en servicio provisional para pruebas de la instalación.
- Tener suscrito con la empresa distribuidora el contrato técnico o, en su caso, disponer del contrato de acceso a la red de transporte.

c) Para la inscripción definitiva:

- Disponer de la misma documentación que se indica para la inscripción previa (si no se ha solicitado esta con anterioridad)
- Acreditación del cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.
- Acreditación de la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y de los requisitos establecidos en los procedimientos de operación.

Se deberá adjuntar la documentación necesaria para el reconocimiento de instalación acogida al régimen especial. Se presentará una solicitud acompañada de la documentación impuesta por la administración de la zona en la que se ubique la instalación. Todos los trámites se deberán presentar en el órgano gestor que en éste caso se trata de Dirección General de Planificación Industrial y Energética, la cual se encargará de dar una resolución.

3.2.9 Registro de preasignación

El inversor o productor fotovoltaico ha de inscribir en el Registro de preasignación de retribución, su proyecto de instalación de producción en régimen especial de tecnología fotovoltaica.

El Registro es una sub-sección de la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Para tener derecho a retribución recogida en nuevo real decreto, será necesaria la inscripción, con carácter previo, de los proyectos de instalación o instalaciones en el Registro de preasignación de retribución.

Las inscripciones en el Registro de preasignación de retribución, irán asociadas a un periodo temporal que se denominará en lo sucesivo, convocatoria, dando derecho a la retribución que quede fijada en dicho periodo temporal.

El procedimiento de inclusión en el Registro de preasignación de retribución es el siguiente: La solicitud de inscripción en el Registro de preasignación de retribución, para un proyecto de instalación o instalación, se realizará, utilizando la Solicitud de inscripción en el registro de preasignación, aportando además, copia autenticada de la siguiente documentación:

a) Autorización administrativa de la instalación, otorgada por el órgano competente, y concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente.

En el caso de instalaciones del tipo I.1, se aportará exclusivamente concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente.

b) Licencia de obras del proyecto de instalación, otorgado por el órgano competente.

c) Resguardo de constitución del aval a que hace referencia el artículo 59 bis o 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o, en su caso, el previsto en el artículo 9 del presente real decreto otorgado por el gestor de la red.

d) Inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente, si la instalación dispusiera de ella. Dicha solicitud irá dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas.

La solicitud deberá de presentarse en el Registro Administrativo de la sede del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, vía telemática a través de la página web del mismo, www.mityc.es, o de forma presencial.

Igualmente podrá presentarse la solicitud ante cualquiera de los lugares a que se refiere el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

3.2.10 Solicitud de código de actividad y establecimiento (C.A.E.)

Tras inscribir la planta solar fotovoltaica como fábrica de electricidad en régimen especial, se ha de solicitar el C.A.E., y llevar un libro de registro sellado por el Departamento de la Agencia Tributaria encargada de los Impuestos Especiales, hacer las correspondientes liquidaciones trimestrales (Mod. 560), siempre y cuando la instalación solar fotovoltaica sea superior a 100 kilovatios nominales.

De conformidad con la ORDEN EHA/3948/2006, de 21 de diciembre del Ministerio de Economía y Hacienda publicada en el Boletín Oficial del Estado en fecha 28 de diciembre de 2006:

“También en otros impuestos especiales se ha hecho sentir la necesidad de proceder a la aprobación de nuevas claves de actividad, concretamente para configurar el Código de Actividad y Establecimiento (C.A.E.) de los depósitos fiscales y operadores registrados de extractos y concentrados alcohólicos, el de los generadores o conjuntos de generadores de energía eléctrica de potencia total superior a 100 kilovatios.”

3.2.11 Acta de puesta en servicio

La finalidad es la de otorgar las autorizaciones administrativas necesarias para la puesta en servicio de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial que utilicen como energía primaria la energía solar o la biomasa.

Los destinatarios son los promotores de las instalaciones de producción de energía eléctrica acogidas al régimen especial (que viertan la energía producida a las redes de distribución o transporte), ya sean solares fotovoltaicas, solares termoeléctricas o de biomasa.

Como requisitos los solicitantes deberán acreditar las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones, el adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente y la capacidad legal, técnica y económica adecuada al tipo de producción que van a desarrollar. Así mismo, deberán disponer de la resolución de reconocimiento de la instalación como productora de energía en régimen especial.

La documentación a aportar es muy extensa y variable aunque será diferente dependiendo del carácter de la instalación, diferenciando entre dos tipos:

- Instalaciones de producción de potencia menor o igual a 100kW
- Instalaciones de producción de potencia superior a 100 kW (incluida las agrupaciones cuando la suma de las potencias unitarias sea superior a esa cifra).

Es necesario aportar documentación para:

- La autorización administrativa.
- Para la aprobación del proyecto de ejecución.
- Para la autorización de explotación.

En éste caso el órgano gestor y encargado de la resolución también será la Dirección General de Planificación Industrial y Energética.

3.2.12 Contrato con la compañía distribuidora

Las compañías distribuidoras de energía eléctrica (a las cuales se deben conectar las instalaciones de generación fotovoltaicas para vender su electricidad al sistema) tienen la obligación legal de colaborar con este proceso:

- Admitiendo la entrada en la red de esta energía en un punto accesible.
- Verificando la corrección técnica del suministro y de los mecanismos de lectura.
- Contratando con el titular de la instalación la compra de la energía.

Cada compañía eléctrica dispone de su modelo de contrato y de sus condiciones.

3.2.13 Acta de pruebas

En instalaciones solares fotovoltaicas no hay periodo de pruebas, luego hay que interpretar que la previa y definitiva va a coincidir en el tiempo.

3.2.14 Certificado de puntos de medida

Emitido por el encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

3.2.15 Inscripción en registro

Para finalizar el proceso, y con el fin de acceder a las primas establecidas en el Real Decreto 661/2007, se ha de presentar ante la Dirección General de Energías Limpias y Cambio Climático la solicitud de Inscripción Definitiva en el Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial.

Con la finalidad de incluir en el Registro Administrativo de instalaciones de producción en régimen especial las instalaciones que se indican para el adecuado control y seguimiento del mismo.

Con el requisito de que se trate de instalaciones de producción de energía eléctrica para su entrega en la red de distribución o transporte que utilicen como energía primaria la energía solar, ya sea solar fotovoltaica o solar térmica. Existen ciertos requisitos especiales y variables con cada administración para cada uno de los siguientes pasos:

- Para el reconocimiento de instalación de producción acogida al régimen especial.
- Para la inscripción previa.
- Para la inscripción definitiva.

Hay que incluir la documentación necesaria para cada uno de los puntos anteriores.

3.2.16 Facturación a tarifa PV

Desde primer día del mes siguiente a la fecha del Acta de puesta en servicio pero debiendo esperar a tener la Inscripción definitiva.

La compañía eléctrica a la que el productor fotovoltaico vierte su energía eléctrica está obligada a abonar la facturación que se le emite desde primer día del mes siguiente a la fecha del Acta de puesta en servicio pero debe esperarse a tener la Inscripción definitiva.

Por contrato, la compañía eléctrica con el productor fotovoltaico pacta un porcentaje de pérdida de la instalación.

De conformidad con el RD 426/2004, aún vigente en lo relacionado a las tarifas, las pérdidas no están definidas ni fijadas. En el supuesto de desacuerdo entre el productor fotovoltaico y el inversor, habría que reclamar y solicitar amparo a los Servicios Provinciales de Industria de las Comunidades Autónomas ya que en los aspectos de pérdidas en transformador BT/MT y líneas BT, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y Red Eléctrica Española (REE) han indicado que no tiene competencias en esa materia, siendo las diversas Comunidades Autónomas las competentes en la misma.

Es legítimo el poder reclamar a los Servicios de Industria de las Comunidades Autónomas el hecho de que las pérdidas que proponen las compañías eléctricas son abusivas, y que se han de fijar los coeficientes de pérdidas en carga y vacío definidos en la ficha técnica de pruebas de los transformadores que hay que presentar en Industria antes de la puesta en marcha.

Lo usual es que el coeficiente de pérdidas se sitúe entre el 1 y el 1,5%.

3.3 Requisitos técnicos

3.3.1 Instalación eléctrica

Condiciones generales de la instalación

La instalación fotovoltaica genera una electricidad que inyecta a la red de distribución a cambio de una cantidad monetaria acordada por la legislación vigente y dependiente de la potencia de la instalación. La energía eléctrica generada será entregada a la red a través de la conexión establecida al efecto.

Para la inyección de la electricidad a la red deberá establecerse un punto de conexión entre la instalación y la red de distribución de la empresa distribuidora en esa zona. Se debe certificar que la instalación cumple con los requisitos exigidos por la legislación eléctrica sobre los procedimientos de Acceso y conexión a la red de distribución.

Condiciones técnicas de la instalación

La conexión y medida se efectuará en la red de distribución a la tensión de 400 voltios en la línea general de alimentación propiedad del Titular.

La medición de la energía activa entregada por el Titular a la Distribuidora se realizará mediante un contador, situado lo más cerca posible del punto de conexión.

3.3.2 Obra civil

Para el acondicionamiento de la instalación deberá llevarse a cabo la ejecución de las infraestructuras adecuadas. El conjunto de módulos fotovoltaicos irá instalado en la superficie plana del techo del edificio por lo que no se necesitará acondicionar la zona para ello, solo será necesario instalar las estructuras metálicas soporte de los módulos fotovoltaicos.

El inversor, los contadores y la caja de protecciones estarán ubicados en un cuarto acondicionado adecuadamente para alojar estos dispositivos. Los contadores y la caja de protecciones deberán estar ubicados en un armario normalizado de acuerdo con los modelos homologados por la compañía de distribución eléctrica. Tendrá que ser de fácil acceso y se ubicará lo más cercano posible a la instalación. El cuarto debe estar preparado para refrigerar adecuadamente el exceso de calor provocado principalmente por el inversor. Estará debidamente señalizado y preparado para cumplir con toda la normativa de seguridad. Todo el cableado que de continua que viene de la instalación pasará a través del techo por una canalización adecuada hacia dicho cuarto.

Es posible que para el acondicionamiento de ciertas zonas o accesos a la instalación sea necesario llevar a cabo trabajos de albañilería adicionales. El techo principal del edificio tiene una pequeña diferencia de altura con el techo donde va ubicada la instalación. Para mejorar el acceso se realizará una rampa entre los dos techos para que no exista escalón alguno.

3.4 Dimensionamiento del inversor y del generador fotovoltaico

Para realizar una instalación fotovoltaica en un edificio como en este caso se deben dimensionar adecuadamente todos los componentes.

En las especificaciones técnicas del inversor se recogen importantes advertencias que hay que considerar durante el diseño y montaje de la instalación. El tipo de configuración de la instalación y su interconexión determina el número, rango de tensiones y potencia del inversor.

3.4.1 Cálculo de potencia

Cuando la potencia nominal de todos los inversores de la instalación supere los 5 kW la acometida a la red general debe ser trifásica.

Para comenzar con el dimensionado hay que fijar la potencia nominal del inversor o la potencia pico en función de la superficie disponible, inversión económica a realizar, tarifas vigentes, etc...

Es necesario realizar un dimensionado en el que se tenga en cuenta el tamaño relativo de la potencia nominal del inversor respecto de la potencia nominal del generador fotovoltaico. Si se selecciona un inversor de potencia muy superior a la potencia del generador fotovoltaico, habrá un gran número de horas en las que el inversor opere a bajos rendimientos. Si se selecciona un inversor de potencia inferior a la máxima potencia que pueda entregar el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta los efectos combinados de irradiancia y temperatura, habrá un determinado número de horas en las que el inversor esté operando en limitación de potencia. En general, la potencia del inversor no debe ser superior a la potencia pico del generador fotovoltaico, ya que el inversor no funcionará a su potencia nominal. Esto es debido a que, en condiciones climáticas reales, un generador fotovoltaico nunca produce la potencia pico ya que la temperatura normal de funcionamiento del módulo es mayor a 25°C cuando la irradiancia es de 1000 W/m². Además, raras veces se alcanza un nivel de irradiancia de este valor, ya que los niveles medios que se alcanzan en España varían entre 400 y 700 W/m².

Es conveniente sobredimensionar el generador fotovoltaico respecto al inversor dado que, en general, esta medida permite reducir el precio del sistema (inversor más pequeño) sin afectar significativamente a su eficiencia energética. La utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador dará lugar a que el sistema opere una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación.

Se puede definir un parámetro adimensional denominado “Factor de dimensionado del inversor”:

$$F_{DI} = \frac{P_{nom,inversor}}{P_{nom,generador}} = \frac{P_{nom,I}}{P_{nom,G}}$$

Para localidades del norte, centro y sur de Europa, se recomiendan, respectivamente, los siguientes rangos de F_{DI} : [0,65;0,8], [0,75;0,9], [0,85;1], los cuales están basados en proyectos de demostración y, por tanto, con evidencia empírica contrastada.

La distribución estadística de la radiación solar afecta a la generación de energía de un sistema fotovoltaico conectado a red, debido a que la eficiencia de sus componentes, y muy en particular la del inversor, es función de la potencia de trabajo, (procedente del generador fotovoltaico). La radiación solar recibida en un día varía dependiendo del mes del año.

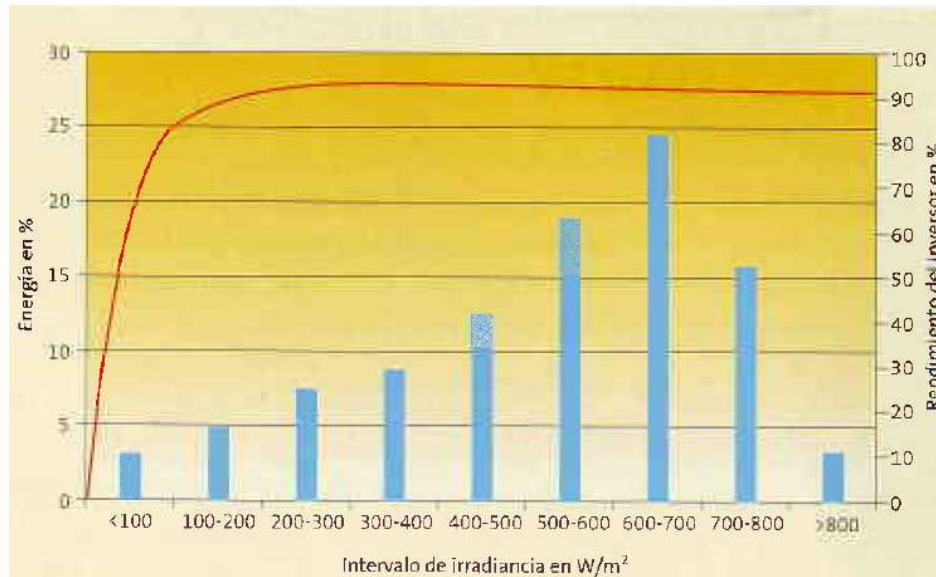
Existen otras razones por las cuales la potencia nominal del inversor no debe superar la potencia pico del generador fotovoltaico, por ejemplo, la instalación, normalmente, no tiene la orientación ni la inclinación óptima o está parcialmente cubierta por sombras. También existen pérdidas dentro del generador fotovoltaico debido a la dispersión de los parámetros eléctricos de cada uno de los módulos, así como el cableado y a las conexiones entre ellos.

Sólo cuando los inversores deben soportar muy altas temperaturas debido a que se instalan en exteriores, se analizará la posibilidad, con los datos suministrados por el

fabricante del inversor, de seleccionar un inversor de mayor potencia nominal que la potencia pico del generador fotovoltaico.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el rango de potencias nominales del inversor puede oscilar entre 0,7 y 1,2 la potencia pico del generador fotovoltaico.

Si se utilizan módulos amorfos se debe tener en cuenta a la hora de dimensionar la potencia de los inversores, la degradación del módulo.



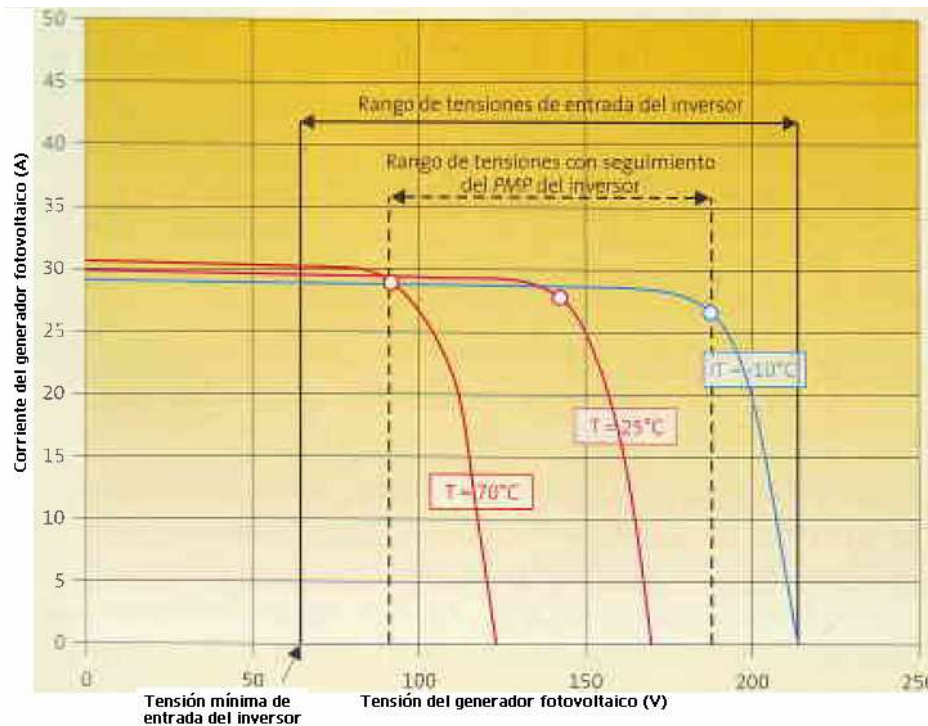
3.4 Radiación media anual para una inclinación de 40° en Madrid

Cuando se seleccione el inversor hay que asegurarse de que para cualquier condición climática de irradiancia y temperatura funcionará correctamente y que la eficiencia máxima del inversor se corresponda con el rango de irradiancia más frecuente del lugar.

Hay que garantizar que para cualquier condición climática, el rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico debe estar dentro del rango de tensiones admisibles a la entrada del inversor. En este sentido hay que tener en cuenta que la tensión (y en menor medida la corriente) a la salida del generador fotovoltaico varía con la temperatura. En el siguiente apartado se explica con detalle el ajuste en tensiones y corriente entre el generador fotovoltaico y el inversor.

3.4.2 Ajuste del rango de tensiones

Para determinar el rango de tensiones admisible a la entrada del inversor, se deben asociar en serie un número de módulos por fila de forma que la tensión mínima y máxima del punto de máxima potencia de la fila esté, en todo momento, dentro del rango de tensiones de entrada al inversor. También hay que tener en cuenta la tensión de desconexión del inversor y la estabilidad de la tensión de salida del inversor.



3.5 Curvas de un generador fotovoltaico y zona de trabajo de un inversor

Número máximo de módulos por fila

El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura del módulo mínima corresponde con una temperatura ambiente mínima, que suele corresponder al invierno y que para climas como el de España se puede considerar de -5°C y para una irradiancia mínima que se considera 100 W/m^2 .

La temperatura del módulo en estas condiciones se determina mediante la siguiente expresión aproximada:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800} \right) \cdot I$$

Donde:

T_{ONC} Temperatura nominal de operación del módulo ($^{\circ}\text{C}$)

T_p Temperatura del módulo

T_a Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

I Irradiancia (W/m^2)

Que para $T_a = -5^{\circ}\text{C}$ e $I = 100 \text{ W/m}^2$, le corresponde una temperatura del módulo $T_p = -1,5^{\circ}\text{C}$ aproximadamente.

En un día de invierno soleado puede ocurrir que el inversor se pare, por ejemplo debido a un fallo en la red y que al volverse a encender puede darse una tensión de circuito abierto alta en el generador fotovoltaico y por ello el inversor no arranque. Para evitar esto, la tensión de circuito abierto del generador debe ser siempre menor que la tensión máxima de entrada del inversor. De lo contrario el inversor además de no funcionar se podría averiar.

De esta forma el número máximo de módulos por fila en serie se determina como el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión a circuito abierto del módulo a su temperatura mínima, que en España se puede considerar de $-1,5^{\circ}\text{C}$, de acuerdo a lo indicado anteriormente.

$$n_{\max} = \frac{U_{\max}}{U_{ca}}$$

Donde:

n_{\max} Número máximo de módulos por fila conectados en serie

U_{\max} Tensión máxima de entrada en el inversor (V)

U_{ca} Tensión a circuito abierto del módulo (V)

En las especificaciones dadas por los fabricantes de módulos no siempre se encuentra la tensión a circuito abierto a $-1,5^{\circ}\text{C}$. Normalmente suelen dar la variación de la tensión con la temperatura expresado en $\%/^{\circ}\text{C}$, o en $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$. La variación de tensión tiene signo negativo. Para determinar la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico a $-1,5^{\circ}\text{C}$ a partir de la tensión a circuito abierto en condiciones STC, $U_{ca(STC)}$, se puede calcular de la siguiente manera:

Si el dato ΔU es en $\%/^{\circ}\text{C}$:

$$U_{ca(-1,5^{\circ}\text{C})} = (1 - 26,5^{\circ}\text{C} \cdot \Delta U / 100) \cdot U_{ca(STC)}$$

Donde:

U_{ca} Tensión a circuito abierto del módulo (V)

ΔU Variación de la tensión ($\%/^{\circ}\text{C}$)

Si el dato ΔU es en $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$:

$$U_{ca(-1,5^{\circ}\text{C})} = U_{ca(STC)} - (26,5^{\circ}\text{C} \cdot \Delta U)$$

Donde:

U_{ca} Tensión a circuito abierto del módulo (V)

ΔU Variación de la tensión (%/°C)

Número mínimo de módulos por fila

El número mínimo de módulos por fila viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor.

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia mínima del generador fotovoltaico que corresponde cuando la temperatura del módulo es máxima. Esto sucede para una irradiación del orden de 1000 W/m² y una temperatura ambiente máxima, que suele darse en verano y que para climas como el de España se puede considerar de 45°C.

La temperatura del módulo en estas condiciones se considera de 70°C aproximadamente.

Cuando la tensión en el punto de máxima potencia del generador está por debajo de la tensión de entrada mínima del inversor en la que éste actúa como seguidor del punto de máxima potencia, $U_{PMP(inv)}$, el inversor no será capaz de seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico o incluso, en el peor de los casos, que se apague.

Por ello se debe dimensionar, de manera que el número mínimo de módulos conectados en serie en una fila se obtenga como el cociente de la tensión mínima de entrada del inversor en PMP y de la tensión mínima del módulo en el punto de máxima potencia para 1000 W/m², en España, para una temperatura del módulo del orden de 70°C:

$$n_{\min} = \frac{U_{PMP(INV)}}{U_{PMP(70^{\circ}C)}}$$

Donde:

n_{\min} Número mínimo de módulos por fila conectados en serie

U_{PMP} Tensión mínima de entrada al inversor en PMP (V)

$U_{PMP(70^{\circ}C)}$ Tensión mínima del módulo a 70°C

En el caso de que en la hoja de especificaciones del fabricante no se indique el valor de la tensión del punto de máxima potencia del módulo a 70°C, se puede calcular a partir de la variación de tensión con la temperatura.

$U_{PMP(STC)}$ se puede determinar de las siguientes maneras:

Si el dato ΔU es en % por °C:

$$U_{ca(70^{\circ}C)} = (1 + 45^{\circ}C \cdot \Delta U / 100) \cdot U_{PMP(STC)}$$

Donde:

ΔU Variación de la tensión (%/°C)

Si el dato ΔU es en mV por °C:

$$U_{PMP(70^{\circ}C)} = U_{PMP(STC)} + (45^{\circ}C) - \Delta U$$

Donde:

ΔU Variación de la tensión (mV/°C)

Para los módulos monocristalinos y policristalinos comerciales se puede considerar que la tensión del punto de máxima potencia a esta temperatura es de un 18% menor que la del módulo en condiciones STC.

Aquí se han indicado unos valores de referencia. En cada caso se deberá considerar, con la mayor precisión posible, la temperatura máxima y mínima que pueden alcanzar los módulos.

En el caso de que la instalación fotovoltaica este integrada en la fachada o en el tejado y no tenga ventilación posterior pueden llegar a alcanzarse temperaturas de hasta 100°C. En este caso la tensión $U_{PMP(100^{\circ}C)}$ es la que se utilizaría para determinar el número mínimo de módulos por fila.

En el caso de configuraciones con filas largas puede ocurrir que cuando se producen muchas sombras se produzcan grandes descensos de la tensión PMP. Esto se debe tener en cuenta en el dimensionado. Los programas de simulación permiten comprobar los límites del rango de tensiones de ajuste entre el inversor y el generador así como la frecuencia con la que se alcanzarían los valores extremos con el objeto de buscar la solución óptima.

3.4.3 Numero de filas en paralelo

El número de filas en paralelo se determina como el cociente entre la potencia pico del generador FV, $P_{PMP,FV}$ y la potencia pico de una fila, $P_{PMP,ramal}$:

$$n_{ramales} = \frac{P_{PMP,FV}}{P_{PMP,ramal}}$$

Este número de filas en paralelo, además tiene que cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de cada fila por el número de filas en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor. Matemáticamente se determina mediante la expresión:

$$n_{ramales} \cdot I_{CC,ramal} \leq I_{max,INV}$$

La corriente de cortocircuito máxima de cada fila, $I_{CC,ramal}$, corresponde a la temperatura máxima del módulo, en Pesan, es de unos 70°C.

En el caso de que la potencia del inversor sea muy pequeña respecto a la del generador se debe comprobar el número de veces que se va a encontrar el inversor con una corriente a su entrada mayor que la admisible por el inversor. De esta forma se determina si la sobrecarga que va a soportar es insignificante o no. Esto se puede realizar de forma detallada con un programa de simulación adecuado.

La sobrecarga del inversor determinada mediante un programa de simulación suele ser menor que el valor real. Esto se puede deber a un envejecimiento prematuro del inversor o también al fallo de los dispositivos electrónicos de potencia que lo constituyen.

3.5 Diseño y dimensionado del cableado

Una vez determinadas las características del generador fotovoltaico y del inversor, han de dimensionarse los elementos auxiliares, entre los que se encuentra el cableado para la conexión de los diferentes equipos.

El dimensionamiento del cableado se debe realizar teniendo en cuenta las indicaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Para ello, hay que determinar el tipo de conductor, nivel de aislamiento, sección y tipo de instalación (al aire, empotrado, bajo tubo, etc...).

El nivel de aislamiento requerido depende de las tensiones que deben soportar así como del tipo de montaje. En general, las tensiones que deben soportar los cables no suelen superar los 0,6/1kV, por lo que éste debe ser el nivel de aislamiento exigible al cable. En el caso de instalaciones más grandes así como de filas muy largas de módulos se debe comprobar la resistencia de los cables a la tensión máxima a circuito abierto del generador fotovoltaico. El tipo de conductor a utilizar es cobre, unipolar y preparado para intemperie si va instalado en exteriores.

Finalmente, el cálculo de la sección de cable se realiza teniendo en cuenta que se deben cumplir los criterios siguientes: que el cable tenga una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que pueda circular por él, y que la caída de tensión máxima que se produzca en el cable al circular por él la corriente máxima sea inferior a un cierto valor.

Cálculo de sección por corriente máxima admisible

El dimensionamiento de las secciones de los cables se realiza de manera que soporte la máxima corriente posible que pueda circular por él. Para ello se deben cumplir los valores de corriente máxima permitida por los cables que se fijan en el REBT. La corriente máxima, que puede circular por los cables entre módulos, o por una fila, es la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico menos la corriente de cortocircuito de una fila, en condiciones estándar:

$$I_{\max} = I_{cc,FV} - I_{cc, fila}$$

Otra alternativa, que requiere menor sección, es diseñar el generador fotovoltaico de tal forma que por cada fila no pueda circular corriente procedente de otras filas. Esto se realiza colocando fusibles de seguridad bien calibrados y ajustados a un valor del orden 1,3 veces la corriente máxima que puede circular por la fila y situado a la salida de la misma.

El cable se selecciona de las tablas de REBT según el tipo de montaje y corregido por factores como temperatura ambiente, agrupaciones de cables en el mismo conducto, etc., de forma que la corriente máxima admisible del cable, $I_{\max,a}$ sea mayor que 1,3 veces la corriente máxima, $I_{\max,r}$, que puede circular por él.

$$I_{\max,a} > 1,3 \cdot I_{\max,r}$$

Donde:

$I_{\max,a}$ Corriente máxima admisible del cable (A)

$I_{\max,r}$ Corriente máxima que puede circular por la fila (A)

Los cables del generador fotovoltaico suelen ser unipolares, de cobre, instalados al aire, en montaje superficial, que unen las cajas de conexiones de los módulos, y desde estas a una caja de conexiones general para unir varias filas.

Para instalaciones fotovoltaicas con varias filas se colocan por lo general fusibles en cada fila. Se utilizan fusibles muy sensibles. La sección de cable entre módulos y la del cable de salida de una fila debe admitir la corriente máxima que puede circular por ella con un factor de seguridad (como mínimo, 1,3 veces la corriente de cortocircuito de la fila en condiciones estándar), ajustando la corriente de corte del fusible al valor de la sección del conductor.

Para evitar fallos en la desconexión la corriente nominal de los fusibles deben ser por lo menos 1,25 veces la corriente nominal de la fila.

Como los fallos se pueden dar tanto en polo positivo como en polo negativo, los fusibles se deben colocar en ambos polos. Como protección del cable se pueden emplear

también interruptores magnetotérmicos. En el caso de utilizar los interruptores magnetotérmicos se deben tener en cuenta que deben ser adecuados para el uso en corriente continua.

Cálculo de la sección por caída de tensión máxima

Además de cumplir el criterio anterior de corriente máxima admisible, la sección del conductor debe cumplir el criterio de evitar que la caída de tensión que se puede producir en él sea inferior a un cierto valor.

El valor exacto de la caída de tensión máxima admisible en un circuito viene descrito, para instalaciones convencionales en el REBT. Sin embargo, este reglamento no indica nada acerca de los circuitos de las instalaciones fotovoltaicas.

Por lo general, se suele considerar que la caída de tensión máxima desde dentro del generador fotovoltaico hasta la entrada al inversor debe ser inferior al 1% de la tensión de funcionamiento del generador fotovoltaico en condiciones estándar. Se ha demostrado que esta recomendación del 1% en las instalaciones fotovoltaicas en las que la tensión de entrada al inversor es mayor de 120 V se alcanza con secciones normales sin ninguna dificultad.

Las instalaciones que funcionan con una tensión en el inversor menor a 120 V y en las que la distancia entre el generador fotovoltaico y el inversor es elevada, se debe reconsiderar la ubicación del inversor para acercarlo al generador, o instalar un cable de sección elevada.

Como valor medio de diseño para circuitos de corriente continua se puede considerar que los cables admiten una corriente entre 2 y 3 A por mm² de sección. Este rango sólo se debe usar como una aproximación a groso modo y debe ser comprobada en el dimensionamiento de los cables.

3.5.1 Dimensionado del cableado de una fila

Después de dimensionar la sección de un cable según su corriente admisible hay que garantizar que cumple también el criterio de caída de tensión máxima y que esta es menor del 1% de la tensión nominal. Con la fórmula siguiente se puede calcular la sección de cable entre módulos, y de la fila, para longitudes de las líneas de fila similares. Aquí se ha considerado una pérdida en el cable del 1% sobre la red de la fila en condiciones estándar.

$$s_R = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{cc(STC)}}{1\% \cdot U_{PMP(STC)} \cdot k} \quad [mm^2]$$

Donde:

L_R Longitud del cable [m]

$I_{cc(STC)}$ Corriente de cortocircuito de la fila en condiciones estándar [A]

$U_{PMP(STC)}$ Tensión de la fila en condiciones estándar [V]

k Conductividad [$m/(\Omega \cdot mm^2)$]

El resultado de la expresión anterior se redondea al valor normalizado inmediatamente superior. Para determinar las pérdidas totales en todas las filas se utiliza la siguiente fórmula:

$$\theta_R = \frac{2 \cdot n \cdot L_R \cdot I_{cc(STC)}^2}{s_R \cdot k} \quad [W]$$

Donde:

n Número de filas del generador fotovoltaico

En general, debido a las distintas distribuciones espaciales del sistema fotovoltaico se tienen diferentes longitudes de las filas y con ello diferentes secciones del cableado. En estos casos se puede emplear la siguiente fórmula general:

$$\theta_R = \frac{2 \cdot I_{cc(STC)}}{k} \cdot \left(\frac{L_1}{s_1} + \frac{L_2}{s_2} + \frac{L_3}{s_3} + \dots \right)$$

Existen diagramas con los cuales se pueden obtener las longitudes de los cables (de cobre) en los módulos, y en las correspondientes filas, para las secciones habituales suponiendo que las pérdidas máximas admisibles son de un 1%, lo que corresponde a una caída de tensión máxima de un 2%.

3.5.2 Dimensionado del cable principal en corriente continua

El cableado de la parte de corriente continua debe soportar la corriente máxima producida en el generador fotovoltaico y la caída máxima de tensión admisible. Debido a que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es solo un poco mayor que la corriente en el punto de máxima potencia, se utiliza como valor de diseño de la corriente continua de la red principal 1,25 veces la corriente de cortocircuito del generador en condiciones estándar según la IEC 60364-7-712.

Además del criterio de corriente máxima admisible también debe asegurarse que la caída de tensión sea menor de un cierto valor, normalmente de un 1%, de la tensión nominal de funcionamiento. Las expresiones a utilizar son las mismas que las del apartado anterior, pero para el total de la instalación y no para una solar fila.

Por otro lado, los fusibles instalados en esta zona de corriente continua no tienen una función de protección contra sobrecargas o cortocircuitos ya que éstos no son significativos por la limitación física que tiene la corriente producida por el generador fotovoltaico. Como protección contra los defectos de aislamiento se suelen utilizar dispositivos de defecto de aislamiento adaptados a corriente continua.

El cable a utilizar se debe seleccionar de manera que cumpla con el criterio de corriente admisible según el REBT, teniendo en cuenta los factores de corrección por diferentes conceptos como la temperatura y tipo de montaje.

El valor obtenido de la sección de cable de la red de continua s_{CP} se redondea al valor mayor inmediatamente superior de las secciones de cable normalizadas (2,5 mm², 4 mm², 6 mm², 10 mm², 25 mm²...).

Las pérdidas totales en el cable principal de continua θ_{CP} para la sección elegida se determinan mediante la expresión:

$$\theta_{CP} = \frac{2 \cdot L_{CP} \cdot I_{PMP(STC)}^2}{s_{CP} \cdot k}$$

Donde:

θ_{CP} Pérdidas totales en el cable principal de CC

Se aconseja para la red de corriente continua principal conductores unipolares con aislamiento de 0,6/1kV y separadas en conductores positivos y negativos. En el caso de emplear conductores tipo multipolares se deben dejar el hilo con funda verde/amarillo sin carga alguna. Para proteger la instalación de los rayos se deben usar conductores apantallados. Ver apartado de protección contra rayos.

3.5.3 Dimensionado del cable de corriente alterna

En este caso también se realiza un primer cálculo según la corriente admisible. Después se calcula la sección del cable de conexión a la red de corriente alterna para una caída de tensión del 5% de la tensión nominal.

Se obtiene una sección s_{CA} para una alimentación monofásica:

$$s_{CA} = \frac{2 \cdot L_{CA} \cdot I_{n(INV)} \cdot \cos \varphi}{5\% \cdot U_n \cdot k} \quad [\text{mm}^2]$$

y para una conexión trifásica:

$$s_{CA} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{n(INV)} \cdot \cos \varphi}{5\% \cdot U_n \cdot k} \quad [\text{mm}^2]$$

Donde:

$I_{n(INV)}$ Corriente nominal a la salida del inversor

L_{CA} Longitud del cable [m]

U_n Tensión nominal de la red [V]

$\cos \varphi$ Factor de potencia (0,8...1)

k Conductividad [$m/(\Omega \cdot mm^2)$]

Para determinar las pérdidas que se producen con las secciones de cable empleadas se utilizan las siguientes fórmulas:

Para la alimentación monofásica:

$$\theta_{CA} = \frac{2 \cdot L_{CA} \cdot I_{n(INV)}^2 \cdot \cos \varphi}{s_{CA} \cdot k} \quad [W]$$

Y para el caso de trifásica:

$$\theta_{CA} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{n(INV)}^2 \cdot \cos \varphi}{s_{CA} \cdot k} \quad [W]$$

Además la impedancia de la red, también denominada resistencia de rectificación, debe ser a la entrada del inversor menor de 1,25 Ω . Dicha resistencia se determina en función de la longitud (distancia del punto de conexión) y sección del cable de conexión a la red alterna.

3.6 Protección contra rayos y sobretensiones y puesta a tierra

Para la protección contra rayos y sobretensiones de las instalaciones fotovoltaicas se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Las instalaciones fotovoltaicas no aumentan, en general, el peligro de rayos del edificio.
- En el caso de que exista un pararrayos en el edificio, el generador fotovoltaico debe ir conectado con dicho pararrayos. Esta protección contra rayos debe hacerse de acuerdo a la normativa vigente.
- Cuando el generador fotovoltaico está ubicado en la cubierta de edificios o en un lugar a la intemperie sin edificios colindantes, se deben emplear dispositivos adecuados para la protección contra rayos.
- En el caso de que no exista ningún pararrayos, el generador fotovoltaico debe estar conectado a tierra, a excepción de módulos de clase de protección II o por separación galvánica y empleo de bajas tensiones de seguridad.
- Se recomienda empleo de varistores en el lado de corriente continua de la caja de conexiones del generador fotovoltaico.
- Se recomiendan las protecciones contra sobretensiones también en la parte de alterna.

3.6.1 Caída directa de un rayo y protección exterior contra rayos.

La probabilidad de que un rayo caiga directamente sobre el edificio se puede calcular a partir de las dimensiones del edificio, información de los alrededores así como el número medio de días de tormenta en la región. Para una casa media en una región urbana la probabilidad de que caiga un rayo es de uno cada 1000 años.

En condiciones normales la ubicación de la instalación fotovoltaica no aumenta el peligro de impacto de rayos en un edificio. La construcción de una instalación fotovoltaica en un edificio ya existente no obliga a añadir ningún dispositivo adicional de protección contra rayos.

En casos especiales, en zonas abiertas, las instalaciones fotovoltaicas suelen llevar su propio elemento de protección de rayos. Si la zona es propensa a la caída de rayos y algún elemento sobresale sobre el resto del edificio.

La instalación de protección contra rayos comprende todas las actuaciones para una adecuada captación y derivación de los rayos. Se compone de un dispositivo de captación, de un cable de cobre de una sección mínima de 16 mm^2 y de una toma de tierra.

3.6.2 Efectos indirectos de un rayo y protección interna contra rayos

Cada impacto de rayo origina unos efectos indirectos en sus alrededores que afecta a un radio de 1 km aproximadamente. La probabilidad de que un rayo afecte de forma indirecta a un edificio es mucho mayor a que se produzca un impacto directo en un edificio.

Los efectos de impactos indirectos de rayos son acoplamientos galvánicos, inductivos y capacitivos. Los acoplamientos producen sobretensiones, de las cuales hay que proteger a las instalaciones eléctricas del edificio. La protección interna contra rayos incluye todas las medidas e instalaciones del edificio, que se encargan de la protección de los efectos indirectos de los rayos pero también de la conexión a red de la propia instalación. Una condición previa para una adecuada función de una protección interna contra rayos es una buena conexión equipotencial. A través de la conexión equipotencial se conectan a tierra todas las tuberías metálicas (conducciones de agua, gas, calefacción...).

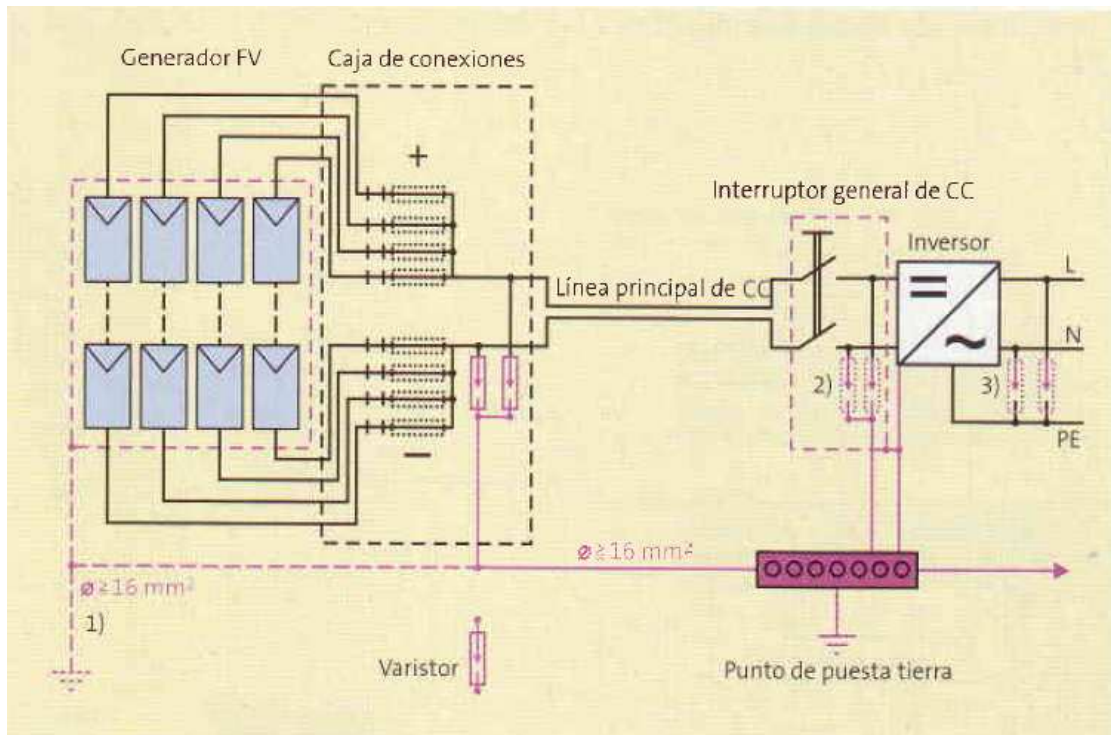
Los acoplamientos inductivos de los rayos se pueden producir en el módulo, en los cables y el circuito principal de corriente continua. El acoplamiento inductivo disminuye a la mitad cuando los módulos tienen un marco metálico respecto a los módulos sin marco. Para no aumentar este acoplamiento inductivo es aconsejable situar los cables del polo positivo y negativo de la parte de corriente continua del ramal lo más cerca posible.

En el caso de instalaciones con elevado riesgo de impacto de rayos se colocan varistores antes y después del inversor.

3.6.3 Protección contra rayos y sobretensiones en edificios sin pararrayos

En el caso de no existir pararrayo se aconseja que la estructura mínima en la que va montado el generador fotovoltaico se ponga a tierra y que se realice una conexión equipotencial, con cable de cobre de 10 mm² de sección mínima, entre las diferentes tomas de tierra.

La siguiente imagen muestra un ejemplo de una protección interna contra rayos de una instalación fotovoltaica con un inversor centralizado.

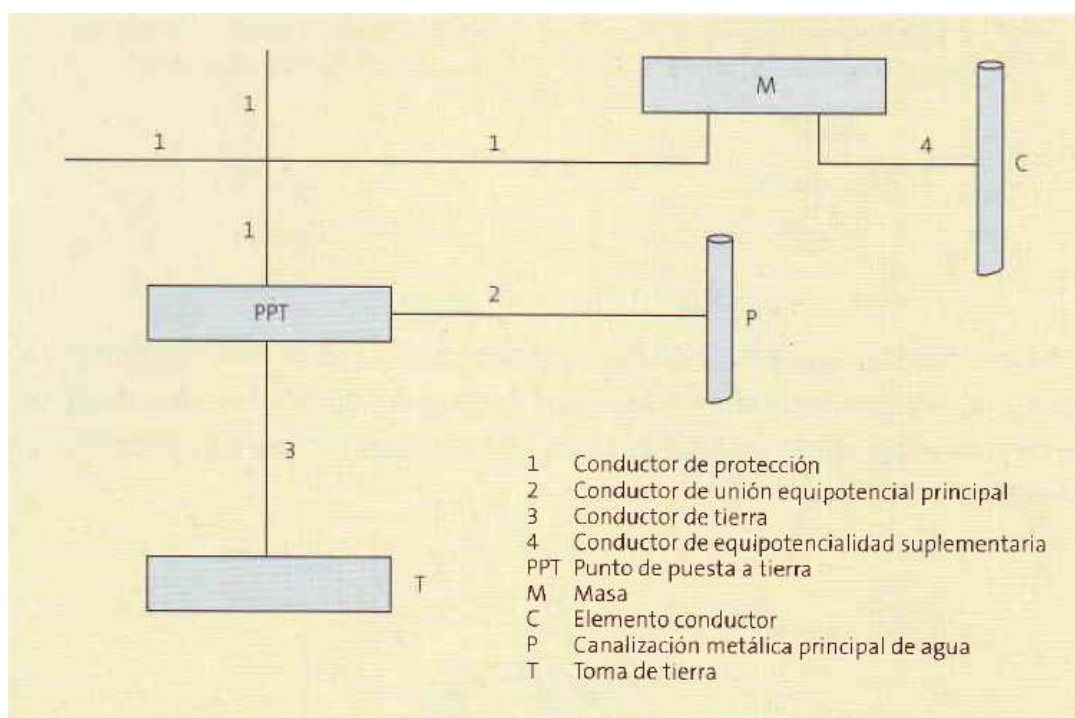


3.6 Protección contra sobretensiones de una instalación fotovoltaica sin pararrayos

3.6.4 Puesta a tierra y conexión equipotencial

La puesta a tierra tiene como objetivo limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería de los equipos eléctricos que se usen.

La puesta a tierra se compone de lo siguiente:



3.7 Esquema de una puesta a tierra

- La toma de tierra se puede realizar con electrodos de barras, tubos, pletinas, conductores desnudos, placas, armadura metálica no pretensada, de elementos de hormigón armado enterrados y estructuras metálicas enterradas.
- No se deben utilizar canalizaciones metálicas de agua, calefacción ni líquidos o gases inflamables como tomas de tierra.
- Estos electrodos se dimensionarán de tal forma que su resistencia a tierra sea tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en emplazamiento conductor y 50 V en el resto.
- Una toma a tierra se considera independiente respecto a otra, cuando una de las tomas de tierra, no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista.

Los conductores de tierra tendrán la siguiente sección mínima:

TIPO	PROTEGIDO MECÁNICAMENTE	NO PROTEGIDO MECÁNICAMENTE
Protegido contra la corrosión	Según apartado 3.4 ITC-BT-18(REBT)	16 mm ² cobre 16 mm ² acero galvanizado
No protegido contra la corrosión	25 mm ² cobre 50 mm ² hierro	

En toda instalación de puesta a tierra existirá un punto principal de tierra, situado en un lugar accesible para medir la resistencia a tierra, al cual se unirán todos los

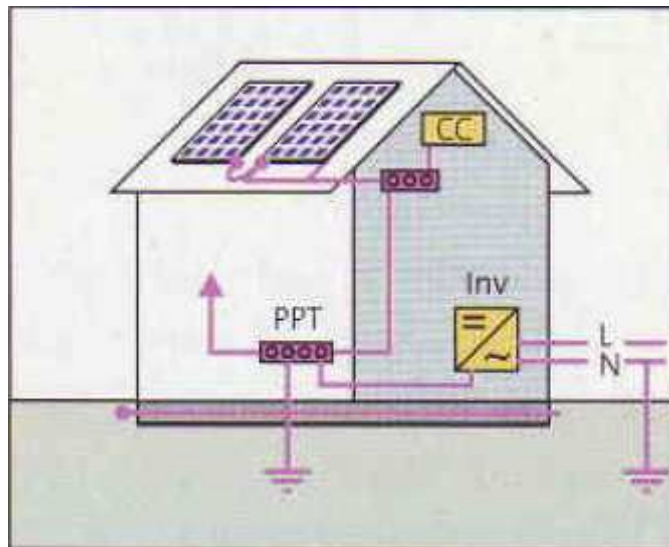
conductores de tierra, de protección, de conexión equipotencial y de puesta a tierra funcional.

Para la protección contra contactos indirectos se suelen utilizar conductores de protección que unen las masas metálicas al conductor de tierra.

La sección del conductor de protección será:

SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES DE FASE DE LA INSTALACIÓN S (mm ²)	SECCIÓN MÍNIMA DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN Sp (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Para la conexión equipotencial de las masas metálicas se utilizará un conductor de tensión no inferior a la mitad del conductor de protección de sección mayor de la instalación, con una sección mínima de 2,5 mm² si es de cobre.



3.8 Conductor a tierra del generador fotovoltaico

3.7 Análisis energético de los sistemas fotovoltaicos conectados a red

3.7.1 Parámetros característicos de una instalación fotovoltaica conectada a red

a) Productividad de referencia o *Reference Yield*:

Se define como el cociente entre la irradiación solar incidente sobre el generador a lo largo de cierto periodo de tiempo, $G_{inc,\tau}$, expresada en kWh/m², y la denominada irradiancia en condiciones estándar ($G_{STC} = 1 \text{ kWh/m}^2$).

$$Y_r = \frac{G_{inc,\tau}}{G_{STC}} \quad (h)$$

b) Productividad del generador FV o *Array Yield* (Y_a):

Se define como la energía producida por el generador fotovoltaico en un periodo de tiempo determinado, $E_{DC,\tau}$, respecto de la potencia nominal instalada, $P_{nom,G}$, expresada por tanto en unidades de kWh/kWp.

$$Y_a = \frac{E_{DC,\tau}}{P_{nom,G}} \quad (\text{kWh/kWp} \leftrightarrow \text{h})$$

La potencia nominal o potencia pico es la potencia máxima que entrega el generador en las denominadas condiciones estándar de medida (STC).

c) Productividad final del sistema o *Final Yield* (Y_f)

Se define como la energía útil producida por el sistema en un cierto periodo de tiempo, $E_{AC,\tau}$, y por unidad de potencia instalada, expresada en kWh/kWp.

$$Y_f = \frac{E_{AC,\tau}}{P_{nom,G}} \quad (\text{kWh/kWp} \leftrightarrow \text{h})$$

d) Factor de rendimiento total o *Performance Ratio* (PR)

Un valor que se emplea de forma generalizada en todo el mundo para medir el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas independientemente de la insolación que reciben, es el *Performance Ratio* (PR) o factor de rendimiento total, que es un factor adimensional que considera el efecto de todas las pérdidas energéticas de la instalación. En el próximo apartado titulado “pérdidas generalizadas” se describen las pérdidas de una instalación fotovoltaica, las cuales se dividen en pérdidas de captura, debidas exclusivamente al generador, y pérdidas del resto del sistema, debidas a ineficiencias del inversor. Se puede decir que el PR es independiente de la localización de la planta con respecto a la irradiación, pero está afectado por la temperatura de los módulos y, por tanto, por la temperatura ambiente del lugar donde esté ubicado el sistema. El *Performance Ratio* (PR) se puede definir como el cociente de la energía entregada efectivamente a la red, E_{AC} , y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas) que recibiese la misma radiación solar.

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G_{inc,\tau}}{G_{STC}} P_{nom,G}}$$

El Performance Ratio (PR) es el cociente entre la Productividad Final o *Final Yield* y la Productividad de Referencia o *Reference Yield*. Es el cociente entre las horas durante las cuales se espera que el sistema fotovoltaico trabaje a potencia nominal y las horas que debería de haber estado dando la potencia nominal de no haber tenido ninguna pérdida.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

Se puede definir también como el cociente entre la diferencia total del sistema, entendida como la energía disponible a la salida del inversor entre la energía incidente en la superficie del generador, y la eficiencia nominal de los módulos fotovoltaicos, proporcionada por los fabricantes.

Según la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) el PR suele ser del orden del 70%. Análisis realizados por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) sobre un número importante de instalaciones en todo el mundo muestran que el PR puede variar considerablemente de 0,25 a 0,9, con un valor medio de 0,72. Los valores muy por debajo de la media, como pueden ser los cercanos al extremo de 0,25 corresponden a material, diseños o instalaciones de poca calidad. Valores demasiado altos son improbables pues es difícil que los muchos factores que influyen en el rendimiento del sistema se muestren en unos puntos tan favorables, más teniendo en cuenta que muchas de las pérdidas son inevitables.

3.7.2 Cálculo de la energía producida

La energía producida por un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica se puede estimar a partir de los parámetros definidos anteriormente mediante la siguiente ecuación:

$$E_{AC,\tau} = P_{nom,G} \cdot Y_r \cdot PR$$

Siendo:

$E_{AC,\tau}$ Energía AC en kWh inyectada a la red por el sistema fotovoltaico.

$P_{nom,G}$ Potencia pico del generador, esto es, potencia en las condiciones estándar de medida.

Y_r Productividad de referencia o *Reference Yield*.

PR: *Performance Ratio*.

3.7.3 Pérdidas normalizadas

Las pérdidas normalizadas se calculan restando los índices de producción. Las pérdidas también tienen unidades de kWh/kW_p, es decir, h, e indican la cantidad de tiempo durante el cual el campo fotovoltaico debería operar a su potencia nominal para compensar estas pérdidas.

Las pérdidas se dividen en *pérdidas de captura* del campo fotovoltaico y *pérdidas del resto del sistema*.

a) Pérdidas de captura (L_c)

Representan las pérdidas debidas a la operación del campo fotovoltaico y se pueden calcular como:

$$L_c = Y_r - Y_a$$

Son debidas a: temperatura de operación de las células superior a 25°C, caídas de tensión en el cableado y en los diodos de protección, sombreados parciales, suciedad, cobertura de nieve, errores de seguimiento del punto de máxima potencia, no cumplimiento de la potencia nominal, dispersión de parámetros, pérdidas angulares y espectrales.

- **Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal:**

Los módulos fotovoltaicos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, si no que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, STC, presenta una determinada dispersión (habitualmente una dispersión de tipo “gaussiana”). En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo que se vende como de potencia nominal, P_{STC} , está dentro de una banda que habitualmente oscila entre $P_{STC} \pm 3\%$, $P_{STC} \pm 5\%$ o $P_{STC} \pm 10\%$, dependiendo de cada fabricante. Puede suceder que la suma de potencia de cada uno de los módulos se sitúe en la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante. Esto es, la potencia real suministrada por el fabricante, entendida como la suma de las potencias de cada uno de los módulos que componen el generador, de una instalación de $1kW_p$ nominal cuyo fabricante garantice el $\pm 10\%$ podría ser cualquier valor entre 0,9 y 1,1 $1kW_p$. Puede ocurrir que se sitúe en el rango de 0,9 a $1kW_p$, y en ocasiones, incluso inferior.

- **Pérdidas de conexionado:**

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico, también denominadas pérdidas de mismatch o de dispersión de parámetros. Tiene su origen en que si conectamos módulos en serie con diferentes corrientes de cortocircuito, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de conexión de módulos en paralelo. En general la potencia de un generador fotovoltaico es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de potencias de cada uno de sus módulos que lo componen. Las pérdidas de conexionado se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes) de los módulos, así como la utilización adecuada de diodos de paso.

- **Pérdidas por polvo y suciedad:**

Inherente a la exposición permanente a la intemperie, un cierto grado de suciedad siempre cubre la superficie de los receptores solares. El

polvo y la suciedad en general reducen la radiación que efectivamente llega a las células.

Estas pérdidas tienen su origen en la disminución de la potencia del generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. Cabe destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y de la tensión entregada por el generador y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves o acumulación de suciedad en la zona de los módulos próxima al marco) da lugar a un aumento de las pérdidas de conexionado.

Para un mismo grado de suciedad, el impacto energético de este fenómeno es mayor para los rayos que inciden oblicuamente que para los que lo hacen de forma perpendicular.

Quizás porque no evoca connotaciones científicas, la suciedad recibe tradicionalmente poca atención en los tratados sobre sistemas fotovoltaicos. Sin embargo su efecto es mayor de lo que imaginamos, porque no se limita a tapar cierta porción de la superficie receptora. También acorta el ángulo límite de incidencia, por encima del cual la radiación solar no llega a las células sino que se pierde por reflexión en la cara externa del vidrio que las protege.

El impacto energético de la suciedad es menor en un receptor que sigue al sol que en uno estático. La razón es que el seguimiento hace que, en su conjunto, el ángulo de incidencia de la radiación solar disminuya y, por tanto, que la proporción pérdida por sobrepasar el ángulo límite mencionado anteriormente también disminuya. Como consecuencia, el rango de valores esperables para la ganancia de la radiación que efectivamente llega a las células solares crece conforme lo hace el grado de suciedad. Obviamente de esto no hay que inducir en que convenga ensuciar la superficies de los seguidores par aumentar la ganancia con respecto a los estáticos, ya que ensuciar siempre va en demérito de la producción energética. Lo que se quiere hacer entender es, simplemente que, para mantener iguales producciones, una superficie dotada de seguimiento requiere ser limpiada con menos frecuencia que una estática.

En la mayor parte de los casos el agua de lluvia suele ser suficiente para mantener las pérdidas anuales en niveles aceptables; sólo en los casos de generadores sometidos a niveles elevados de contaminación o suciedad localizada las pérdidas asociadas pueden alcanzar valores importantes. Se recomienda que la inclinación del módulo sea al menos de 10° para que el agua de lluvia pueda limpiar fácilmente su superficie.

- **Pérdidas angulares y espectrales:**

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de 100 W/m² de

irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar de AM 1,5 G. No obstante en la operación habitual de un módulo fotovoltaico ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación.

Los efectos angular y espectral pueden interpretarse como pérdidas o ganancias respecto de la situación de referencia. Los efectos angulares tienen que ver con la variación de la reflectancia de un módulo fotovoltaico con el ángulo de incidencia de la radiación que sobre él incide. Como lo habitual es que la mínima reflexión se obtenga a incidencia normal se habla de pérdidas angulares. Sin embargo, en el caso de la influencia espectral es frecuente que en determinadas tecnologías incidan espectros solares sobre el módulo que favorezcan su eficiencia de conversión respecto de la obtenida con el espectro estándar. Por eso es más frecuente hablar de influencia espectral que de pérdidas espectrales. De todas formas nos referiremos también al término pérdidas englobando en él las posibles ganancias (pérdidas negativas).

En las aplicaciones como la integración de módulos fotovoltaicos en edificios u otras estructuras constructivas en el que las inclinaciones y orientaciones están condicionadas por exigencias arquitectónicas, los efectos de pérdidas angulares por reflexión o influencia espectral suelen ser más significativos. De todas formas, también es siempre interesante conocer cuáles son los errores cometidos al ignorar estos efectos en otras aplicaciones, en las que la orientación e inclinación de los módulos no se ve tan limitada.

Las pérdidas angulares se definen como la variación relativa de la corriente generada por un módulo bajo una radiación incidente a uno o más ángulos de incidencia, respecto del valor obtenido a incidencia normal (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares de los módulos fotovoltaicos vienen mayormente determinadas por el ángulo de incidencia de la radiación directa, por lo que tanto la inclinación del módulo como la latitud local, la hora solar y el día del año son factores muy influyentes. Además se incrementan con el grado de suciedad.

Existe un modelo de pérdidas angulares utilizado por algunos autores, aunque no haya sido expresamente concebido para módulos fotovoltaicos, que fue propuesto por *Souza y Safwat* y adoptado posteriormente en el procedimiento de ensayo de colectores térmicos elaborado por ASHRAE. Este calcula la transmitida de la radiación al interior de un módulo en función del ángulo de incidencia, mediante el ajuste del parámetro. Sin embargo, presentan ciertos problemas, como son una discontinuidad a 90° y no muy buenos resultados de ajuste para ángulos altos de incidencia. Utilizando este modelo, la expresión de las pérdidas angulares PA_B , resulta:

$$P_{AB} = b_0 \cdot \left(\frac{1}{\cos \alpha} - 1 \right)$$

Donde b_0 es un parámetro de ajuste que se puede determinar para cada tipo de módulo fotovoltaico.

Adviértase que existe una singularidad en este modelo y, debido a ello, no pueden ajustarse los datos hasta 90° , sino que hay que considerarlos hasta un ángulo máximo, que estará más o menos próximo a este límite, según se pretenda sea la bondad del ajuste. Esta es una de las dificultades de utilización del modelo ASHRAE, unido a que los ángulos mayores son los que provocan mayores pérdidas angulares. Se ha descrito este método ya que es el que emplea el programa de simulación PVSYST como ya se vio en apartados anteriores.

Otros autores han desarrollado modelos que describen mejor el comportamiento angular en función de los ángulos de incidencia e inclinación de la superficie de generador fotovoltaico y de la suciedad de la misma.

Las células y los módulos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar a la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

Es bastante frecuente ignorar el efecto en los cálculos de la generación eléctrica de un sistema fotovoltaico trabajando en condiciones reales. Seguramente una razón de esta aproximación es la gran dificultad que representa la caracterización del efecto espectral.

- **Pérdidas por temperatura:**

La eficiencia de un módulo fotovoltaico está medida en condiciones estándar (STC). En general los módulos fotovoltaicos presentan unas pérdidas de potencia del 4% por cada 10 grados de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente, velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. Esto implica que a igualdad de irradiación solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío.

En lo que respecta a la determinación de la temperatura de las células, la expresión siguiente proporciona un buen compromiso entre sencillez y precisión:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G$$

La dispersión típica de este modelo es de $\pm 5^\circ\text{C}$, lo que en términos de potencia eléctrica representa un error inferior al 3%.

- **Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico:**

Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador fotovoltaico que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de *missmatch* a las que pueden dar lugar (estas últimas pueden reducirse por la adecuada instalación de diodos *bypass*). También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

El pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDEA, 2002) describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidirá sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

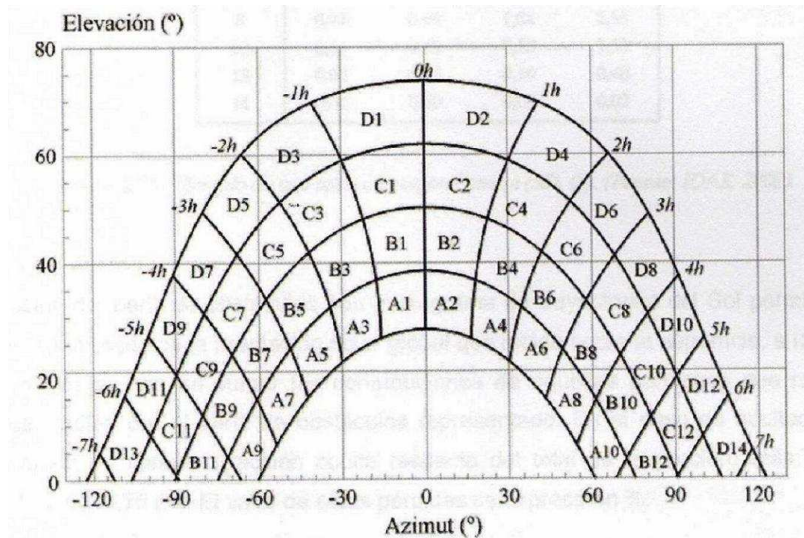
El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

- 1) Obtención del perfil de obstáculos.

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

- 2) Representación del perfil de obstáculos.

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura , en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la península Ibérica y Baleares. Dicha banda se encuentra dividida en porciones delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positiva después de este) e identificarlas para una letra y un número (A1, A2,...D14....)



3.9 Diagrama de trayectorias del Sol (escala en grados sexagesimales)

3) Selección de la tabla de referencia para los cálculos.

Cada una de las porciones de la figura anterior representa el recorrido del Sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (“ β ” y “ α ”, respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada silla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

4) Cálculo final.

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1. El valor de estas pérdidas se expresa en %.

- **Pérdidas por caída de tensión en el cableado:**

Determinadas pérdidas energéticas están originadas por las caídas de tensión cuando determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan

dimensionado adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

b) Pérdidas del resto del sistema (L_s) :

Las pérdidas del resto del sistema o “system losses” son debidas a las ineficiencias del inversor y se calculan como:

$$L_s = Y_A - Y_F$$

- **Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor:**

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico. Por ejemplo, la utilización de un inversor de potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico dará lugar a que el sistema opere una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación.

c) Otras consideraciones:

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: los tiempos de parada del inversor por mantenimiento, averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos fotovoltaicos a bajas irradiancias, etc.

En los sistemas con seguimiento solar las pérdidas energéticas son inferiores que en los sistemas fijos, salvo las originadas por paradas o fallos por tener partes móviles. Esta reducción de pérdidas se debe a:

- Los inversores trabajan un mayor número de horas en las zonas de mayor rendimiento, dando un rendimiento ponderado superior al rendimiento europeo definido por sistemas fijos.
- Las pérdidas por reflectancia angular son muy inferiores debido a que la incidencia de los rayos solares es normal al módulo fotovoltaico.
- Las células fotovoltaicas operan a menor temperatura debido a la mayor aireación de los módulos.
- Las pérdidas por polvo y suciedad suelen reducirse debido al movimiento de la estructura de seguimiento solar.

En conjunto las pérdidas pueden reducirse entre un 4% y un 8% según los casos.

3.8 Descripción general de la instalación

El proyecto trata de diseñar una instalación fotovoltaica en un edificio de tal forma que se obtenga la mayor eficiencia energética. Una vez estudiados los sistemas solares fotovoltaicos, es necesario determinar la configuración y los componentes más óptimos que deben emplearse para dicho sistema.

Lo primero a decidir será el tipo de paneles solares a usar en función de su orientación. Los paneles pueden ser orientables, pero en sistemas implantados en edificios es común usar paneles fijos debidamente alineados. Los paneles fijos deben orientarse en dirección sur, en muchos edificios esto no es posible por la ubicación de ellos. En este caso el edificio tiene una orientación sur casi perfecta. Por ello los paneles se colocaran sobre el tejado plano del edificio en dirección sur y divididos en una serie de filas de la manera más óptima.

En apartados anteriores se nombraron las diferentes posibilidades de instalación de los inversores. En este caso se decide que la solución óptima consiste en instalar un único inversor trifásico colocado a la salida de los módulos fotovoltaicos.

Tras el inversor se colocan la caja de conexiones del generador la cual incluye las protecciones eléctricas debidamente dimensionadas para proteger el sistema ante cualquier tipo de fallo eléctrico. Es necesario dimensionar un interruptor automático de interconexión, con una intensidad de cortocircuito que será determinada una vez se diseñen todos los componentes de la instalación. El interruptor automático diferencial deberá proteger ante una derivación de la instalación. Por último se instalará un interruptor general manual para poder conectar o desconectar eléctricamente la instalación.

El inversor y los contadores de energía, tanto de entrada como de salida, estarán ubicados en un cuarto de fácil acceso y próximo a la instalación para facilitar las labores de mantenimiento. La caja de conexiones del generador se instala en el techo próxima a los módulos fotovoltaicos y debidamente protegida ante las condiciones climáticas.

La asociación de los módulos en serie se realiza aprovechando las propias cajas de conexión de los módulos. Los terminales positivo y negativo de cada una de estas ramas se llevan a las cajas intemperie de conexión, donde se instalan los diodos antiparalelo de protección y se realizan las conexiones en paralelo de cada subcampo. De estas cajas de intemperie de conexionado se llevan los terminales positivo y negativo hasta los inversores. Es recomendable disponer de seccionadores con el objeto de poder separar parcialmente el generador fotovoltaico en secciones con tensiones inferiores a 120 V, que permitan operaciones de mantenimiento por personal especializado, sin peligro de accidente eléctrico. Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducen separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Se instalarán las protecciones necesarias para proteger correctamente tanto a la instalación como a las personas. Toda instalación deberá incluir un interruptor automático de conexión, un interruptor automático diferencial y un interruptor general manual. Tanto estas como otras posibles protecciones adicionales deberán ser dimensionadas acorde con la normativa vigente.

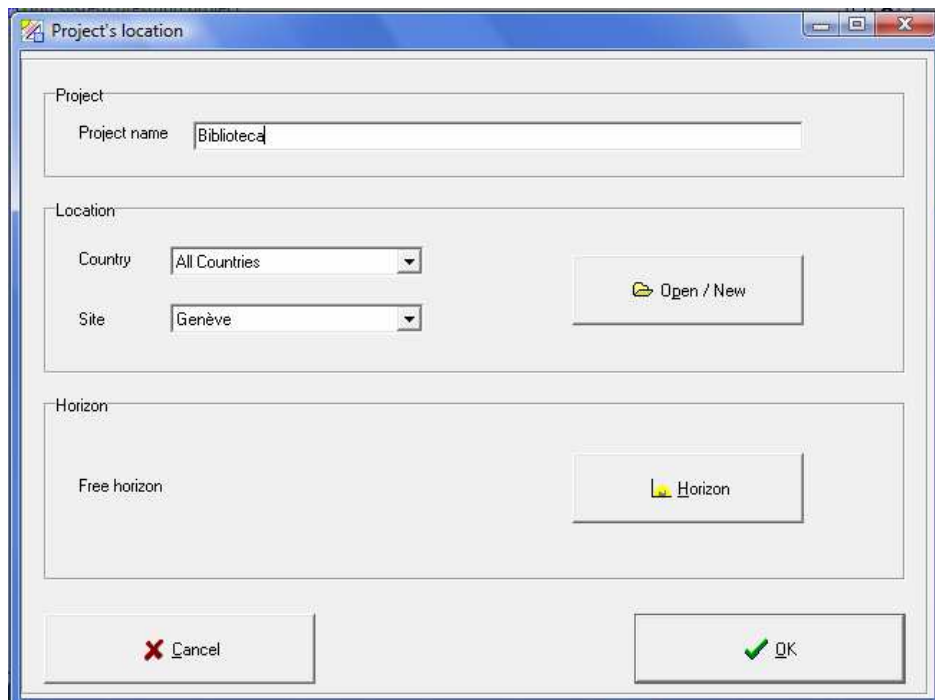
4. MEMORIA TÉCNICA:

La instalación ha sido diseñada usando el programa PVSYST el cual desarrolla instalaciones fotovoltaicas solares óptimas dependiendo de las necesidades del usuario. En este caso se quiere diseñar una instalación con un aprovechamiento máximo de la superficie disponible (tejado del edificio). No será determinante para el diseño el presupuesto, ni el diseño de la instalación, ni la tecnología a usar, el fin principal es conseguir un edificio autosuficiente energéticamente, en el peor de los casos se pretende obtener un edificio cuyo consumo de energía de la red sea mínimo y en el mejor de los casos obtener un edificio que además de conseguir por medio de la radiación solar la energía suficiente para abastecer todas sus cargas además consiga ingresos extras por la venta de la energía restante en el régimen especial.

Partiendo de una superficie máxima de la instalación de 414 m² se optimizará la instalación para acercarse lo máximo posible a esa superficie y conseguir una obtención de energía máxima. A continuación se exponen todos los pasos que se ha seguido para diseñar la instalación usando el programa PVSYST, siguiendo los pasos expuestos anteriormente en el punto 2.5.2 (Diseño de una instalación en PVSYST).

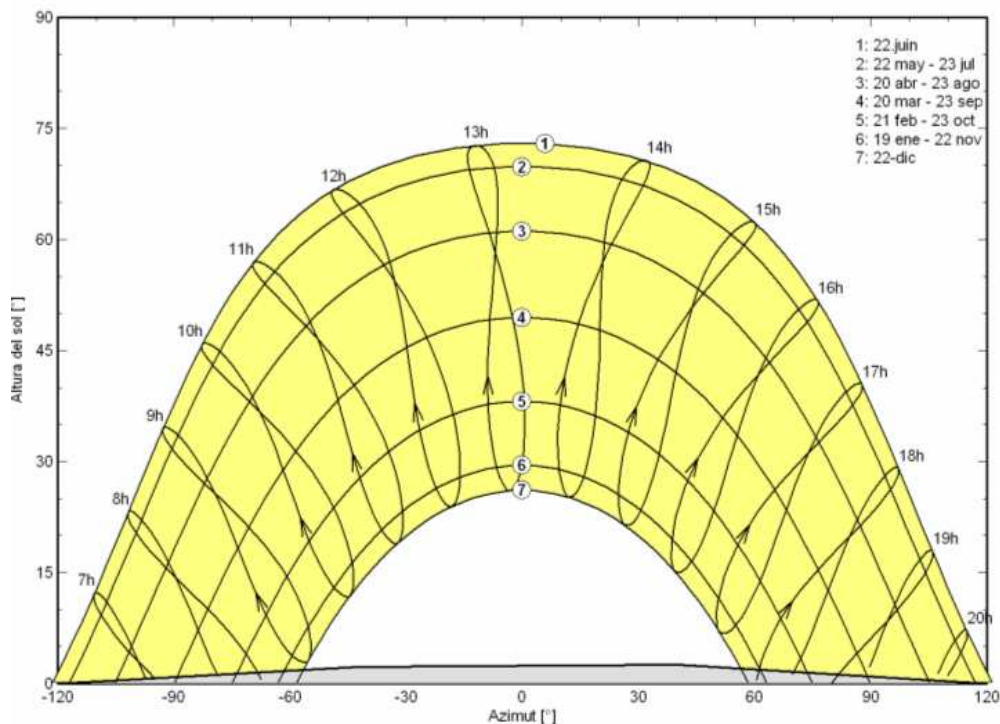
El primer paso es introducir la situación de la instalación para obtener los datos de radiación y otras variables en la zona (viento, temperatura...). En este caso se crea un archivo para la localidad en la que se encuentra la instalación, que es Getafe, con los datos que se incluyeron en el apartado 3.1. Estos datos se obtienen de una base de datos que se encuentra en internet (sunbird.jrc.it/pvgis/apps/radmonth.php), la cual posee los datos climatológicos de cualquier punto del mundo.

Los valores de albedo se dejan en su valor predeterminado de 0,20 (para instalaciones urbanas puede oscilar entre 0,14 y 0,22).



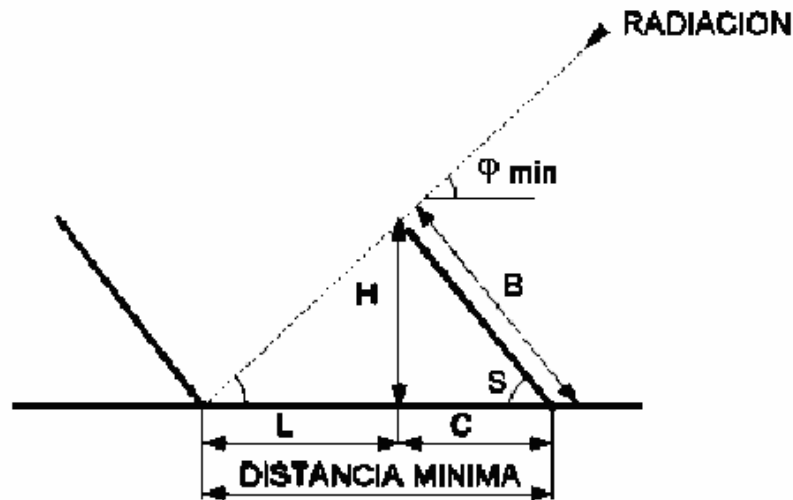
4.1 Pantalla de selección de ubicación de la instalación

Una vez introducida la situación geográfica de la instalación,. Se deben introducir las características de orientación (“Orientation”). El programa establece como inclinación óptima 30° , la cual se considera aceptable para la instalación teniendo en cuenta que queremos obtener el mayor rendimiento medio durante todo el año y no en meses determinados. Se desprecian las sombras cercanas, debido que no hay ninguna que interfiera en el sistema. En cambio en el horizonte se hará una aproximación puesto que a una larga distancia se encuentran unas viviendas unifamiliares que provocaran una pequeña sombra, esta aplicación es para sombras provocadas por objetos a una distancia unas 20 veces la del edificio que apenas interfieren en el sistema, aunque sería aceptable omitirlas, debido a que al introducirlas los datos de la simulación varían mínimamente, serán incluidas en una aproximación mostrada en la siguiente figura.



4.2 Línea de horizonte

Será necesario indicar la distancia entre las filas de módulos para tener en cuenta las pérdidas. Existen varias fórmulas para calcular esta distancia o se puede hacer empíricamente analizando la gráfica que suministra el programa en la cual se obtienen unas pérdidas por sombras que varían en función de la distancia entre los módulos. En este caso se usarán las siguientes ecuaciones para determinar aproximadamente la distancia a la que se deben encontrar las filas para minimizar las pérdidas:



4.3 Separación entre módulos fotovoltaicos

Tal y como se ve en el dibujo, la distancia mínima es la suma de dos longitudes (L y C), correspondientes a la ocupación del primer captador más la longitud de la sombra. Teniendo en cuenta que B, es la longitud del captador y es 1515 mm, es decir 1,515 m.

El cálculo de C (cateto contiguo) de triángulo formado por el primer captador y la horizontal del suelo sería:

$$C = B \cdot \cos S$$

Para encontrar el valor de la sombra (L) necesitamos conocer otro lado (H) que es la altura de la parte posterior del primer captador.

$$H = B \cdot \sin S$$

Por lo tanto:

$$L = \frac{H}{\tan \varphi_{\min}}$$

Y agrupando las dos expresiones anteriores se obtiene que:

$$D = B \cdot \cos S + \frac{B \cdot \sin S}{\tan \varphi_{\min}}$$

Donde:

D es la distancia entre captadores para evitar sombras [m]

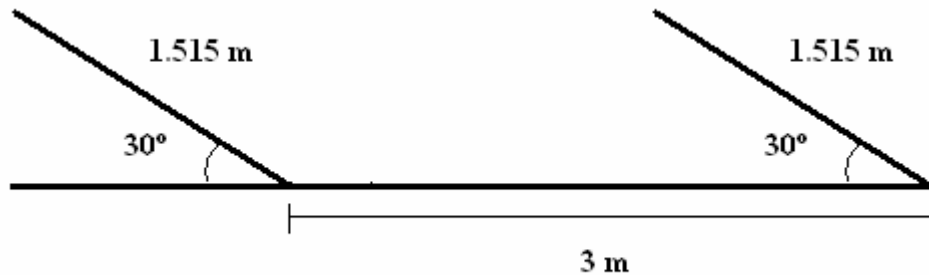
B es la longitud del captador solar [m]

Con lo que para este caso se obtiene la siguiente distancia mínima entre captadores:

$$D = 1,515 \cdot \cos 30^\circ + \frac{1,515 \cdot \sin 30^\circ}{0,473} = 2,9135 \text{ m}$$

En este caso se redondeará a 3 m la distancia mínima la que deben estar cada fila de módulos para minimizar las pérdidas por sombras. Este dato se introducirá en el programa.

En la siguiente figura se muestran las distancias más representativas de la situación de los módulos fotovoltaicos, tras los cálculos.



Una vez ubicada la instalación en el programa se elegirán los componentes que la forman. Opcionalmente se puede introducir la potencia que se quiere para la instalación. En este caso se selecciona el tipo de inversor y los módulos a usar, teniendo en cuenta las restricciones que indica el programa. Es necesario seleccionar un inversor cuya potencia global sea cercana a la potencia nominal de la instalación, cuanto más próximas sean sus potencias menores serán las pérdidas del sistema en el inversor. En este caso se selecciona primero un módulo y consultando sus características técnicas (ancho y largo) se calcula la cantidad máxima de módulos que pueden instalarse en la superficie. El cálculo del número de módulos por fila no se hará usando las fórmulas expuestas anteriormente, si no que se elegirá una configuración dependiendo de la superficie que se dispone y el programa de simulación será el encargado de determinar si esa configuración es posible y válida para maximizar la generación de energía.

Una vez seleccionados los componentes e introducidos todos los parámetros será necesario decidir la disposición y la cantidad de módulos fotovoltaicos. Como el edificio sobre el que se instalan tiene una superficie de 23 x 18 se realizará la siguiente composición. Las filas estarán separadas unas de otras 3m por lo que la superficie de 23m permitirá la instalación de 7 filas sobrando dos metros que se usarán como zona de paso, un metro por delante y otro por detrás. Como los módulos no ocupan los 3 metros

de separación también habrá posibilidad de paso para el personal de la instalación entre las filas de forma sencilla. En cuanto al ancho el edificio consta de 18 m y teniendo en cuenta que cada módulo tiene una anchura de 0,982 m y que en este caso se pretende dejar un pasillo lateral a cada lado de 1,5 m, se podrán instalar $15/0,982=15,27$ módulos, es decir 15 módulos y aún sobrará espacio para ampliar los pasillos laterales. Por ello cada pasillo lateral tendrá una anchura de 1,635 m. Con estos datos se introducirá en el programa los siguientes datos: 7 filas en paralelo y 15 módulos en serie por fila. En la siguiente imagen se muestra el programa con estos parámetros y se puede observar la potencia que tendrá la instalación, así como los valores de V_{mpp} , V_{oc} , I_{mpp} , I_{sc} , además de el número total de módulos fotovoltaicos que será de 105 unidades.

The screenshot shows the 'Grid System definition, Variant "Simulation-measured data comparison variant"' window. It is divided into three main sections: 'Select inverter[s]', 'Select modules', and 'Design array'.

Select inverter[s]: The 'Sort inverters by' dropdown is set to 'power'. The 'Number of inverters' is 1. The selected inverter is 'SKN 403' by 'Solar Konzept' with a power of 18 kW. The 'Operating voltage' is 300-450 V and the 'Input maximum voltage' is 560 V. The 'Global Inverter's power' is 18.0 kW. The '50 Hz' and '60 Hz' checkboxes are both checked.

Select modules: The 'Sort modules by' dropdown is set to 'power'. The selected module is 'ISF - 190/18' by 'Isototon' with a power of 190 Wp. The 'Approx. needed modules' is 0. The 'Sizing voltages' are $V_{mpp}(60^{\circ}\text{C})$ 22.6 V and $V_{oc}(-10^{\circ}\text{C})$ 35.4 V.

Design array: The 'modules in series' is 15 and 'modules in parallel' is 7. The 'Operating conditions' table shows: $V_{mpp}(60^{\circ}\text{C})$ 339 V, $V_{oc}(-10^{\circ}\text{C})$ 531 V, $I_{mpp}(60^{\circ}\text{C})$ 52 A, and $I_{sc}(60^{\circ}\text{C})$ 57 A. The 'Number of modules' is 105. The 'Array's operating power' is 18.3 kW (50°C) and the 'Array's nominal power' is 19.9 kWp (STC). The 'Area' is 156 m².

4.4 Definición de los componentes de la instalación

Tras esto se simulará la instalación y se obtendrán los distintos datos mostrados en es apartados sucesivos.

4.1 Dimensionamiento de la instalación

4.1.1 Selección y descripción de los componentes

Módulos e inversor

Los módulos seleccionados son fabricados por Isofoton, modelo ISF-190/18. Están formados por 54 células fotovoltaicas cada uno. A continuación se exponen en una tabla las principales características de los módulos fotovoltaicos.

ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS	
Potencia nominal (STC)	190 Wp \pm 3%
Tensión a circuito abierto (Voc)	32,6 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	7,94 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{MPP})	25,9 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{MPP})	7,34 A

CONSTRUCCIÓN	
Célula	Silicio monocristalino
Nº de células	54
Marco	aluminio
Dimensiones del módulo (LxAxAI)	1515x982x40
Peso del módulo	17 kg
Eficiencia del módulo	12,8%
Diodos bypass	Si
Fabricante	Isofoton

La instalación está formada por 105 módulos fotovoltaicos distribuidos en 7 filas con 15 módulos por fila, la superficie total de los módulos es de 156,2 m². La instalación tiene una potencia nominal de 19,9 kW_p e condiciones estándar.

El inversor seleccionado está fabricado por Solar Konzept y es el modelo SKN 403 con una potencia de conversión de 18 kW. En la siguiente tabla se muestran algunas de sus características:

CARACTERÍSTICAS	
Rango de tensión MPP	330-450 V
Tensión de entrada máxima	560 V
Potencia de la instalación FV máxima	18 kW
Potencia nominal	18 kW
Rendimiento máximo	96,40%
Rendimiento europeo	93,8%
Peso	130 kg
Dimensiones	600x400x1600 mm
Tipo de protección	IP54
Fabricante	Solar Konzept

Además se comprobará que la composición de la instalación, en cuanto a dimensionamiento del generador fotovoltaico y en cuanto a filas y número de módulos por filas, es técnicamente adecuada atendiendo a lo expuesto en el punto 3.4.

Hay que comprobar que el generador fotovoltaico está sobredimensionado con respecto al inversor:

$$F_{DI} = \frac{P_{nom, inversor}}{P_{nom, generador}} = \frac{P_{nom, I}}{P_{nom, G}} = \frac{18}{19,9} = 0,90$$

Seguidamente se comprueba si el número de módulos por fila (o ramal) y el número de filas en paralelo es el adecuado, para ello se atiende a las fórmulas expuestas anteriormente (apartados 3.4.1 y 3.4.2 en las cuales se explica detalladamente a que corresponde cada uno de los términos de las expresiones)

El número máximo de módulos por fila se halla con la siguiente ecuación:

$$n_{max} = \frac{U_{max}}{U_{ca}}$$

La tensión a circuito abierto del módulo a una temperatura de $-1,5^{\circ}\text{C}$ (U_{ca}) se obtiene de la siguiente expresión:

$$U_{ca(-1,5^{\circ}\text{C})} = (1 - 26,5^{\circ}\text{C} \cdot \Delta U / 100) \cdot U_{ca(STC)}$$

Introduciendo los datos obtenidos de la hoja de características del módulo (Anexo), se obtiene:

$$U_{ca(-1,5^{\circ}\text{C})} = (1 - 26,5 \cdot (-0,387 / 100)) \cdot 32,6 = 35,9 \text{ V}$$

Con lo que el número máximo de módulos será, la tensión máxima de entrada al inversor entre la tensión a circuito abierto del módulo a $-1,5^{\circ}\text{C}$:

$$n_{max} = \frac{U_{max}}{U_{ca}} = \frac{560}{35,9} = 15,58$$

Se puede redondear a un máximo de 15 módulos por fila, que en este caso coincide con el número de módulos por fila que se ha asignado a la instalación por medio de la simulación, por lo que se considera aceptable.

El número mínimo de módulos por fila se puede suponer que será aceptable puesto que la instalación está rozando el máximo de módulos, aún así se hace el cálculo para demostrarlo. Se divide la tensión mínima de entrada al inversor, entre la tensión mínima del módulo a 70°C .

$$n_{\min} = \frac{U_{PMP(INV)}}{U_{PMP(70^{\circ}C)}}$$

En este caso la tensión mínima del módulo se obtiene con la siguiente expresión, a partir de los datos del módulo indicados en la hoja de características:

$$U_{ca(70^{\circ}C)} = (1 + 45^{\circ}C \cdot \Delta U / 100) \cdot U_{PMP(STC)} = (1 + 45 \cdot (-0,387 / 100)) \cdot 32,6 = 26,92 \text{ V}$$

E introduciendo este valor en la ecuación de más arriba:

$$n_{\min} = \frac{U_{PMP(INV)}}{U_{PMP(70^{\circ}C)}} = \frac{330}{26,92} = 12,25$$

Para unas condiciones óptimas la instalación debe tener un mínimo de 12 módulos por fila y un máximo de 15 módulos por fila. En esta instalación se cumple dicha condición.

A continuación se comprueba que el número de filas en paralelo de la instalación es aceptable atendiendo a las siguientes condiciones. Se determina dividiendo la potencia pico del generador entre la potencia de una fila

$$n_{ramales} = \frac{P_{PMP,FV}}{P_{PMP,ramal}} = \frac{19900}{2800} = 7,1$$

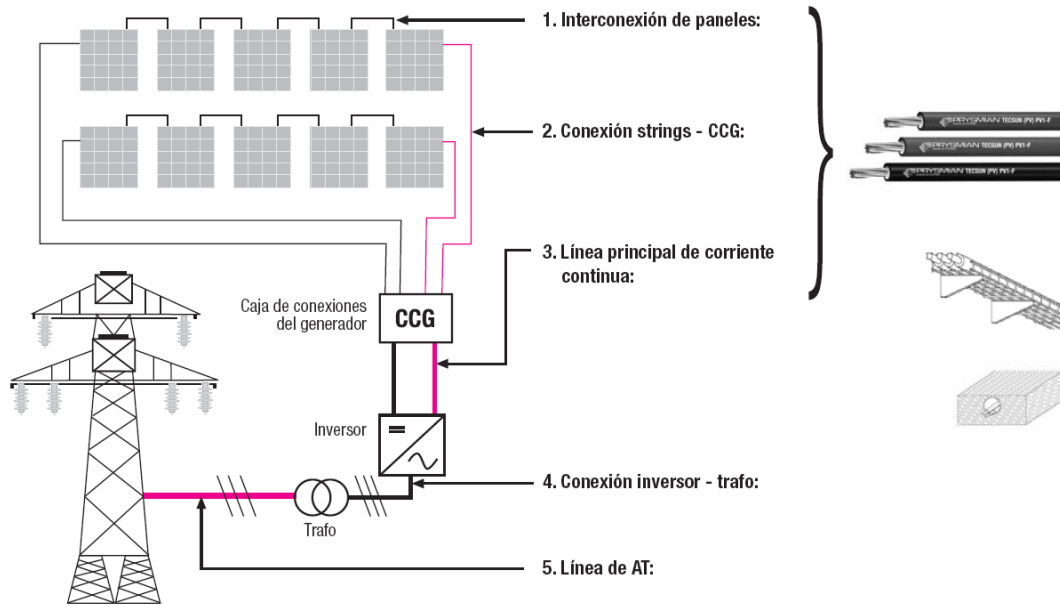
Se obtiene un número máximo de 7 filas en paralelo, que coincide con las asignadas para la instalación.

La disposición de las filas y número de módulo por filas de la instalación cumple las condiciones necesarias.

Cableado

Una vez dimensionada la instalación se procede al dimensionamiento del cableado, atendiendo las indicaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Hay que determinar el tipo de conductor, nivel de aislamiento, sección y tipo de instalación (Para dimensionar el cableado se recurre a todo lo expuesto en el apartado 3.5)

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red poseen circuitos eléctricos tanto de corriente alterna como de corriente continua, además de diferentes niveles de tensión y corriente. En el siguiente esquema se muestran las diferentes líneas que hay que dimensionar en una instalación fotovoltaica.



4.5 Esquema del cableado de una instalación fotovoltaica

En este caso, será necesario calcular la sección del cableado de continua que une los módulos en serie unos con otros, el cableado que une las diferentes filas de módulos, la línea principal de continua y la línea de unión inversor-transformador.

Interconexión de paneles

La asociación de módulos en serie se realiza aprovechando las propias cajas de conexionado que incluyen los módulos. Los terminales positivo y negativo de cada una de estas ramas se llevan a las cajas intemperie de conexión, donde van instalados los diodos antiparalelo de protección y se realizan las conexiones en paralelo de cada subcampo. Desde estas cajas de conexionado se llevan los terminales positivo y negativo hasta el inversor. Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducen separados y protegidos de acuerdo a la normativa.

Los conductores serán de cobre y habrá que dimensionar su sección correctamente para evitar caídas de tensión y calentamientos por encima de los límites permisibles. Los cables de interconexiones de módulos deben estar protegidos contra la degradación, por efecto de la intemperie: radiación solar, UV y condiciones ambientales de elevada temperatura.

En el caso de unión de paneles en serie el fabricante indica la sección que tiene que tener el cable de unión, así como la metodología de unión. En este caso, para la conexión de módulos en serie, el fabricante incluye cajas de conexionado para cables de 4 mm^2 de sección. Debido a ello se usarán cables con dicha sección por lo que no es necesario hacer un cálculo de secciones para este conexionado.

Para la conexión de módulos entre sí se usa un sistema de conexión llamado Multicontact MC4, este sistema permite unir los módulos a través de unas piezas macho/hembra que encajan perfectamente unas con otras, sistema conocido como *Snap*

In. Este sistema conlleva una mayor facilidad de instalación y un mayor grado de seguridad (Se incluye en el anexo características técnicas del sistema de conexionado).

Las pérdidas que existirán en el circuito se determinan con la siguiente expresión:

$$\theta_R = \frac{2 \cdot n \cdot L_R \cdot I_{cc(Stc)}^2}{S_R \cdot k}$$

Donde:

L_R Longitud del cable [m]

$I_{cc(Stc)}$ Corriente de cortocircuito del módulo en condiciones estándar [A]

S_R Sección del cable [mm^2]

n Número de de filas del generador fotovoltaico.

En la cual se introducirá el valor de sección de 4 mm^2 , un valor de n de 7 filas, corriente cortocircuito del módulo 7,94 A y una longitud del cable equivalente a la anchura de un módulo 0,982 m.

$$\theta_R = \frac{2 \cdot 7 \cdot 0,982 \cdot 7,94^2}{4 \cdot 56} = 3,87W$$

Estas son las pérdidas de potencia en cada módulo. La instalación consta de 105 módulos que tendrán unas pérdidas totales por caída de tensión de 406,27 W.

Una vez determinada la sección se procede a la elección del fabricante del cable. En este caso se usa cable de 4 mm^2 de sección fabricado por Prysmian. El modelo es Tecsun (PV) (AS) diseñado específicamente para aplicaciones fotovoltaicas.

Características principales:

- Metal: Cobre electrolítico, estañado.
- Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
- Temperatura máxima en el conductor: 120°C (20000h). 250°C en cortocircuito (máximo 5s)
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Aislamiento: HEPR 120°C (etileno-propileno de alto módulo)
- Cubierta: EVA 120°C (Etileno Acetato de Vinilo)

El resto de características se incluyen en el Anexo de forma más detallada.

Conexión de filas (strings)

Una vez unidos todos los paneles de una fila es necesario unir todo el cableado de cada fila (string) en una sola caja de conexión del generador. Este cableado es de corriente continua y se dimensiona atendiendo a la siguiente expresión:

En primer lugar se dimensionará el cableado de las filas, es decir el cableado que une los módulos en serie uno por uno. Se aplica la siguiente expresión:

$$s_R = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{cc(StC)}}{1\% \cdot U_{PMP(StC)} \cdot k} \quad [mm^2]$$

Donde los valores son los mismos que en el caso anterior además pero referidos a filas y no a módulos y además:

$U_{PMP(StC)}$ Tensión de la fila en condiciones estándar [V]

k Conductividad [$m/(\Omega \cdot mm^2)$]

En este caso existirá un cable por cada fila, para esta instalación se instalan 7 filas que se unen en la caja de conexiones del generador. Esta caja se encuentra en la misma habitación que el inversor, para protegerla de la intemperie. Esta en la planta inmediatamente inferior al techo y se ubica en la posición equivalente tras la fila 7 lo más próximo a la pared. Debido a que la caja de conexiones se encuentra a una distancia que varía dependiendo de la fila sobre la que se quiera calcular se debe realizar un cálculo de sección para cada distancia. Se realiza el siguiente cálculo siendo análogo para las siguientes filas, con la única variación de las distancias.

$$s_R = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{cc(StC)}}{1\% \cdot U_{PMP(StC)} \cdot k}$$

Donde L será distinto para cada fila, se aproximan las distancias los siguientes valores: $L_1 = 21m$, $L_2 = 18m$, $L_3 = 15m$, $L_4 = 12m$, $L_5 = 9m$, $L_6 = 4m$, $L_7 = 3m$. Entonces usando la ecuación anterior para una corriente de cortocircuito de la fila de 7,94 A y una tensión de 340 V, con la conductividad del cobre de $56 \text{ } m/(\Omega \cdot mm^2)$ se obtienen las diferentes ecuaciones. Debido a que la sección obtenida es muy pequeña y por usar cables de la misma sección se elige la sección mayor, puesto que con ella las demás filas también cumplirán el criterio de caída de tensión máxima. Para esta suposición se obtiene una sección de:

$$s_R = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{cc(StC)}}{1\% \cdot U_{PMP(StC)} \cdot k} = \frac{2 \cdot 21 \cdot 7,94}{0,01 \cdot 340 \cdot 56} = 1,75 mm^2$$

Se aproxima a la sección normalizada inmediatamente superior que es de $2,5 \text{ } mm^2$.

Una vez determinada la sección se calculan las pérdidas de la misma manera que en el apartado anterior:

$$\theta_R = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{cc(StC)}^2}{s_R \cdot k}$$

En este caso si se tienen en cuenta las distancias marcadas anteriormente, entonces se obtienen distintas pérdidas para cada línea:

$$\theta_1 = 18,91 \text{ W}$$

$$\theta_5 = 8,1 \text{ W}$$

$$\theta_2 = 16,21 \text{ W}$$

$$\theta_6 = 5,4 \text{ W}$$

$$\theta_3 = 13,50 \text{ W}$$

$$\theta_7 = 2,7 \text{ W}$$

$$\theta_4 = 10,8 \text{ W}$$

Por lo que las pérdidas totales son $\theta_T = 75,62 \text{ W}$.

El cable seleccionado será el mismo que para la interconexión de paneles del caso anterior, pero con una sección de $2,5 \text{ mm}^2$. El cable irá a la intemperie y es fabricado por Prysmian, modelo Tecsun (PV)(AS). Posee las mismas características citadas anteriormente:

- Metal: Cobre electrolítico, estañado.
- Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
- Temperatura máxima en el conductor: 120°C (20000h). 250°C en cortocircuito (máximo 5s)
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Aislamiento: HEPR 120°C (etileno-propileno de alto módulo)
- Cubierta: EVA 120°C (Etileno Acetato de Vinilo)

Continua

El cableado de la parte de corriente continua debe soportar la corriente máxima producida en el generador fotovoltaico y la caída máxima de tensión admisible. Además del criterio de corriente máxima admisible también debe asegurarse que la caída de tensión sea menor de un cierto valor, normalmente de un 1%, de la tensión nominal de funcionamiento. Las expresiones a utilizar son las mismas que las del apartado anterior.

En este caso la longitud del cable, será la distancia entre la caja de conexiones del generador y el inversor, el cual está ubicado en una sala independiente, al que llega el cable de continua. Esta longitud es de aproximadamente 20 metros. En este caso la corriente de cortocircuito es 57 A, para dimensionar el cable de continua se usa una corriente de 1,25 veces dicha corriente de cortocircuito (71,25). El resto de datos son los mismos que en el caso anterior.

$$s_R = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{cc(StC)}}{1\% \cdot U_{PMP(StC)} \cdot k} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 71,25}{0,01 \cdot 340 \cdot 56} = 14,97 \text{ mm}^2$$

Se elige la sección normalizada inmediatamente superior, por lo que para el cable de continua principal se selecciona un cable de 16 mm² de sección.

Las pérdidas que existirán en esta línea son:

$$\theta_R = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{cc(Stc)}^2}{s_R \cdot k} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 71,25^2}{16 \cdot 56} = 113,39W$$

En este caso el cable seleccionado será de 16 mm². El fabricante también es Prysmian y el cable es el mismo modelo, Tecsun (PV)(AS). Con las siguientes características:

- Metal: Cobre electrolítico, estañado.
- Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
- Temperatura máxima en el conductor: 120°C (20000h). 250°C en cortocircuito (máximo 5s)
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Aislamiento: HEPR 120°C (etileno-propileno de alto módulo)
- Cubierta: EVA 120°C (Etileno Acetato de Vinilo)

En este caso el cable irá en una bandeja portacables, modelo Bandequint y no a la intemperie como en los casos anteriores.

Alterna

Para determinar la sección del cable de alterna es necesario saber si la instalación será monofásica o trifásica, en este caso como el inversor tiene una potencia mayor de 5 kW se realizará una instalación trifásica. El cable irá hasta el centro de transformación indicado por la compañía eléctrica, por lo que la longitud del cable será grande y las pérdidas por caída de tensión serán importantes.

Para este caso la expresión para el cálculo de sección es la siguiente:

$$s_{CA} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{n(INV)} \cdot \cos \varphi}{5\% \cdot U_n \cdot k}$$

Los datos a introducir son los siguientes: una longitud de cable de 300 metros, una tensión nominal de red de 400 V, un factor de potencia de 0,85, una conductividad 56 m/(Ω·mm²) (por usar cables de cobre) y una corriente nominal a la salida del inversor de 26 A. Con ello se obtiene una sección de:

$$s_{CA} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{n(INV)} \cdot \cos \varphi}{5\% \cdot U_n \cdot k} = \frac{\sqrt{3} \cdot 300 \cdot 32 \cdot 0,85}{0,05 \cdot 400 \cdot 56} = 12,61mm^2$$

La sección normalizada más próxima será de 16 mm². Esta será la sección del cable que sale del inversor, pasa por el contador y va hasta el centro de transformación donde se entregará la energía generada a la red eléctrica.

Las pérdidas de potencia en el cable serán las siguientes:

$$\theta_{CA} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{n(INV)}^2 \cdot \cos \varphi}{s_{CA} \cdot k}$$

Para dicha expresión se introducen los valores ya conocidos:

$$\theta_{CA} = \frac{\sqrt{3} \cdot 300 \cdot 32^2 \cdot 0,85}{16 \cdot 56} = 504,77 \text{ W}$$

El cable seleccionado para este tramo es fabricado por Prysmian, el modelo es Afumex 1000 V (AS), con las características destacadas (el resto se incluyen en el Anexo):

- Metal: Cobre electrolítico recocido.
- Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
- Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio permanente, 250°C en cortocircuito.
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Aislamiento: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.
- Cubierta: Mezcla Especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.

Puesta a tierra

Se ponen a tierra todas las tomas de corriente y partes metálicas de la instalación (estructuras soporte del generador y marcos metálicos de los módulos), mediante conductor aislado y sección igual a los conductores activos, en cada uno de los casos, siempre con una sección mínima de 2,5 mm², desde la regleta de tierra del cuadro general.

Para la protección contra contactos indirectos se usan conductores de protección que unen las masas metálicas a tierra. Para secciones menores o iguales de 16 mm² la sección de estos conductores será igual a la sección de los conductores de fase. Por lo que para esta instalación los conductores de protección serán de la misma sección que los de fase puesto que ninguno supera los 16 mm².

El sistema de tomas de tierra está formado por picas que se introducen en el suelo.

El anillo de puesta a tierra está realizado en cable de cobre de 25 mm² de sección, que se une a las regletas de cobre para interconexionar las tomas de tierra.

Caja de conexiones del generador

Las diferentes filas de módulos o strings se agrupan en una caja de conexiones. Las cajas se diseñan a medida para cada instalación en función del número de strings del que disponga. Esta caja además del conexionado incluye todas las protecciones necesarias para la instalación.

Se selecciona la caja de conexiones Conecta-Box 13 SA, distribuida por un fabricante que las diseña a medida para cada cliente. Esta caja dispone para conexión de 15 strings, dispone de una envolvente de poliéster para no transmitir fugas a tierra, además las conexiones se realizan mediante el sistema Multicontact. El carril DIN tiene espacio suficiente para añadir cualquier dispositivo adicional. Incluye los siguientes elementos de control y protección:

- Interruptores magnetotérmicos: Como medida de protección
- Un amperímetro por cada string: Para facilitar labores de mantenimiento en campo.
- Voltímetros: Para facilitar la puesta en marcha y el mantenimiento de la instalación.
- Seccionador de corte en carga: Especifico para corriente continua, permite aislar una caja concreta incluso con la instalación generando en ese momento.
- Descargadores de tensión: Aseguran la instalación en el caso de producirse un pico de tensión.



4.6 Caja de conexiones del generador

Protecciones

Se deben incluir una serie de protecciones para proteger a personas ante contactos directos así como otros sistemas para proteger a la instalación ante posibles fallos. En este apartado se describen las protecciones que hay que incluir en la parte de alterna y de continua, aunque algunas de las protecciones de la parte de continua vienen incluidas en la *caja general de conexiones* (punto anterior) y otras protecciones o sistemas de

seguridad están incluidos en el inversor. Las protecciones de alterna se instalan en una caja de protecciones.

Alterna

- Interruptor general manual: Interruptor magnetotérmico o diferencial con una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la compañía eléctrica en el punto de conexión. La empresa distribuidora deberá indicar la capacidad de corte del interruptor, además debe tener total acceso a él para posibles conexiones o desconexiones.
- Interruptor automático diferencial: Es una protección contra derivaciones en la parte alterna de la instalación. Será de la marca EPP modelo DE FI63, con características de 300 mA de corriente diferencial y 4x63A.
- Interruptor magnetotérmico: Protege a la instalación ante posibles aumentos de corriente. Se instala un magnetotérmico tipo 4x40A, fabricado por EPP modelo DE LS 40.
- Descargador de sobretensión: Protege al sistema ante posibles subidas inesperadas de tensión. Descargador de 900 V clase II.
- Fusibles: Se instalan fusibles de tipo cartucho antes del contador. El fusible será del fabricante Simon serie 11 gL-gC de 80 A, que irá introducido en su correspondiente base portafusibles, adaptable a carril DIN.
- El inversor incluye protecciones que complementan las aquí citadas.

Continua

- Descargadores de sobretensión: Se instala uno por cada línea. Descargador de 900 V clase II.
- Fusibles: Se coloca uno para cada polaridad (uno para el positivo y otro para el negativo) por cada fila o string de módulos, serán fusibles de 10 A del fabricante HelioFuse modelo ATMR10.
- Protecciones incluidas en la caja de conexiones del generador: Interruptor en carga de CC, Interruptores diferenciales...

Para el dimensionamiento de los fusibles de continua se han usado las expresiones del apartado 2.2.4.6

$$U_{DC} = 1,2 \cdot M \cdot V_{ccSTC} = 1,2 \cdot 15 \cdot 35,5 = 639V$$

$$I_n = 1,27 \cdot I_{ccSTC} = 1,27 \cdot 7,94 = 10,08A$$

Para la selección de la gama de fusibles adecuados se usa la tabla incluida en el Anexo, relativa a fusibles.

Para el cálculo de los fusibles en alterna se multiplica 1,27 por la máxima corriente a la salida del inversor, pero la corriente debe ser menor a la máxima corriente admisible por el conductor.

$$I_n = 1,27 \cdot I_{ccSTC} = 1,27 \cdot 57 = 72,39A$$

Estructuras

Cada módulo fotovoltaico va instalado sobre una armadura metálica que lo mantiene fijo al suelo y además lo mantiene en la orientación que haya sido designada como óptima. Estas estructuras han de soportar el módulo además de una posible sobrecarga por nieve y viento, tal y como está indicado en la normativa básica de la edificación, NBE-AE-88.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos permiten las dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos o estructuras del edificio. La sujeción del módulo fotovoltaico se realiza siguiendo las indicaciones del fabricante, de modo que no se produzcan flexiones superiores a las admitidas.

El diseño de la estructura se realiza para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para dicho módulo, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

En este caso se han seleccionado unas estructuras recomendadas por el fabricante de los módulos, las cuales se adaptan a las dimensiones del módulo permitiendo una instalación más sencilla de éstos.

El fabricante de las estructuras realiza estas a medida en función de las dimensiones de la instalación, adaptándose así perfectamente a las dimensiones de los módulos y haciendo que su instalación sea una tarea sencilla.

Para la instalación se han seleccionado unas estructuras Conergy SolarFamulus. Estas estructuras están especialmente diseñadas para instalar en techos planos. No requiere el uso de herramientas especializadas para su instalación. La estructura está fabricada en aluminio y acero inoxidable, garantizando una larga vida útil gracias a su resistencia a la corrosión. El resto de características se añaden en el Anexo.

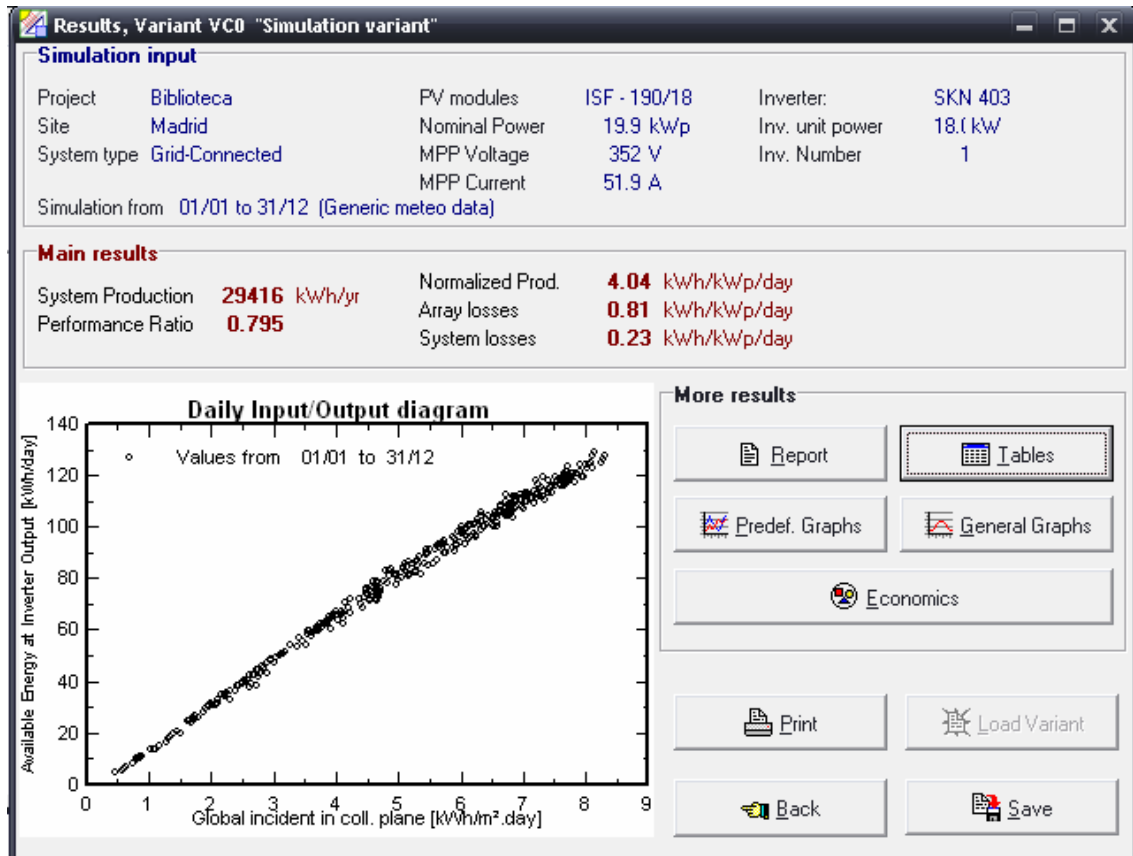


4.7 Estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos

4.1.2 Análisis energético

Tras realizar la simulación con el programa de diseño PVSYST, se obtienen un informe que recoge todos los datos de la instalación que ha introducido el usuario así como una distribución de la energía generada a lo largo de un periodo de tiempo por la instalación diseñada.

Los resultados principales se despliegan en una pantalla que se muestra a continuación:



4.8 Resultado de la simulación del sistema

Como análisis principales se destaca que a la salida del inversor se obtiene una potencia a lo largo de un año de 29416 kWh/yr. En términos anuales, el Performance Ratio (PR) tiene un valor de 0,795, este valor es una medida de caracterización de plantas fotovoltaicas que sirve para comparar unas con otras y así medir el grado de desarrollo de la tecnología. Está explicado más ampliamente en el apartado 3.7.

La producción de energía es de 4,04 kWh/kW_p/día, las pérdidas del campo fotovoltaico son 0,81 kWh/kW_p/día y las pérdidas del sistema son 0,23 kWh/kW_p/día.

Resultados principales

La siguiente tabla muestra los principales resultados de la simulación:

Biblioteca_horizon
Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
January	66.0	5.50	100.4	96.8	1755	1656	11.19	10.56
February	77.0	7.00	102.9	99.2	1774	1671	11.04	10.39
March	141.0	9.30	172.5	166.8	2984	2834	11.07	10.52
April	153.0	11.60	161.7	155.9	2756	2611	10.91	10.33
May	204.0	15.50	199.9	193.0	3354	3179	10.74	10.18
June	223.0	20.40	209.0	201.8	3437	3260	10.53	9.98
July	230.0	24.30	219.4	211.8	3548	3366	10.35	9.82
August	201.0	23.80	208.4	201.5	3389	3213	10.41	9.87
September	150.0	20.30	175.2	169.3	2896	2745	10.58	10.03
October	105.0	14.50	139.9	135.3	2367	2238	10.83	10.24
November	64.0	8.90	90.1	86.6	1534	1437	10.89	10.20
December	49.0	5.90	75.8	72.5	1293	1205	10.93	10.18
Year	1663.0	13.96	1855.3	1790.5	31088	29416	10.73	10.15

4.9 Tabla de resultados

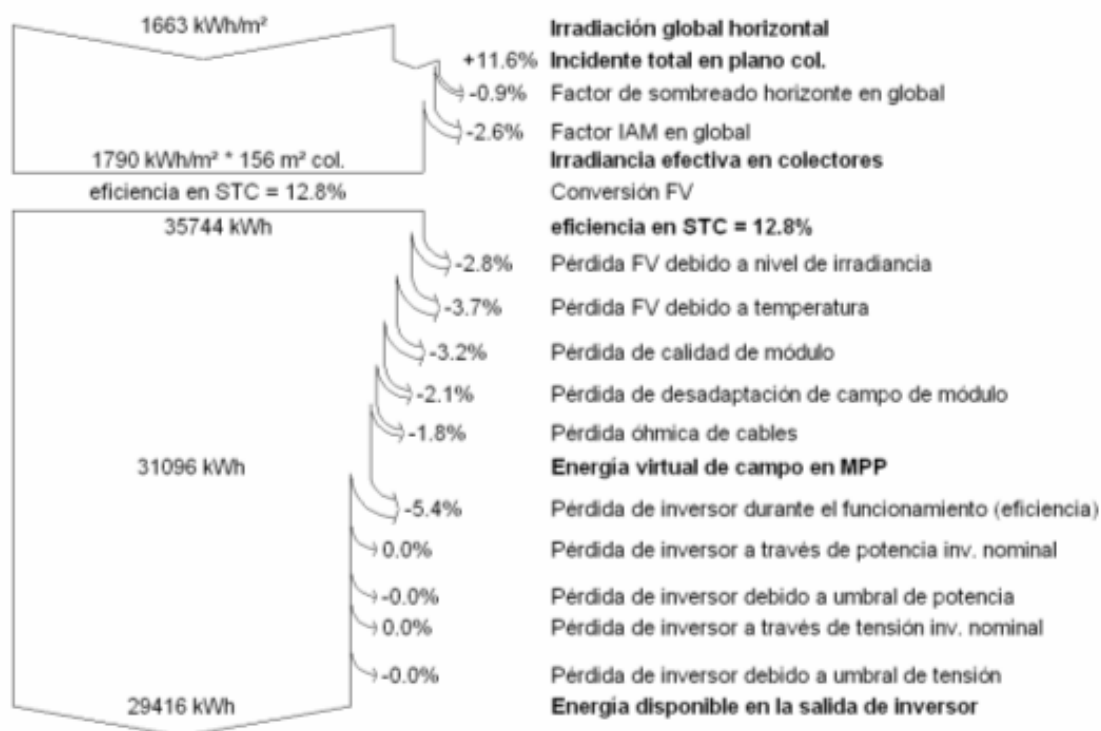
Donde:

GlobHor	Irradiación global horizontal
T Amb	Temperatura ambiente
GlobInc	Irradiación global incidente sobre el plano de colectores
GlobEff	Irradiación global “efectiva” (corregida con IAM y sombreado)
Earray	Energía efectiva a la salida del campo fotovoltaico (considerando comportamiento del inversor)
EoutInv	Energía disponible a la salida del inversor
EffArrR	Eficiencia del campo fotovoltaico
EffSysR	Eficiencia del sistema

Diagrama de pérdidas

En el siguiente gráfico se muestran las pérdidas de energía durante todo el año que se dan en el sistema debido a diferentes factores, pérdidas por sombras, pérdidas por temperatura, pérdidas por conversión...

Se obtiene el valor de energía final a la salida del inversor a partir de la irradiación total que incide en el sistema.

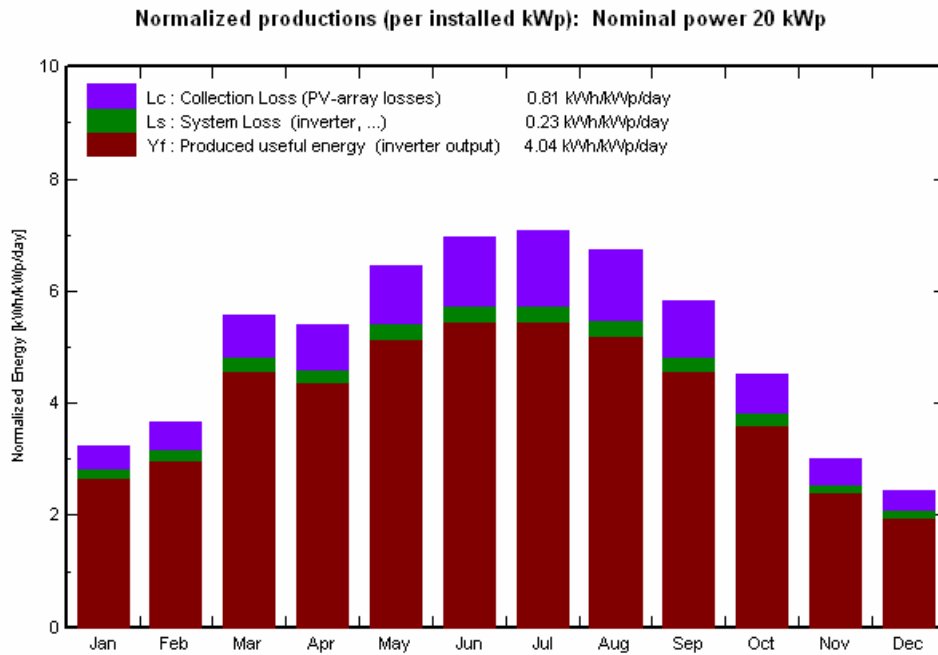


4.10 Diagrama de pérdidas

Son destacables las pérdidas debido al nivel de irradiancia (2,8%), y las pérdidas en el inversor durante el funcionamiento (5,4%).

Producciones normalizadas

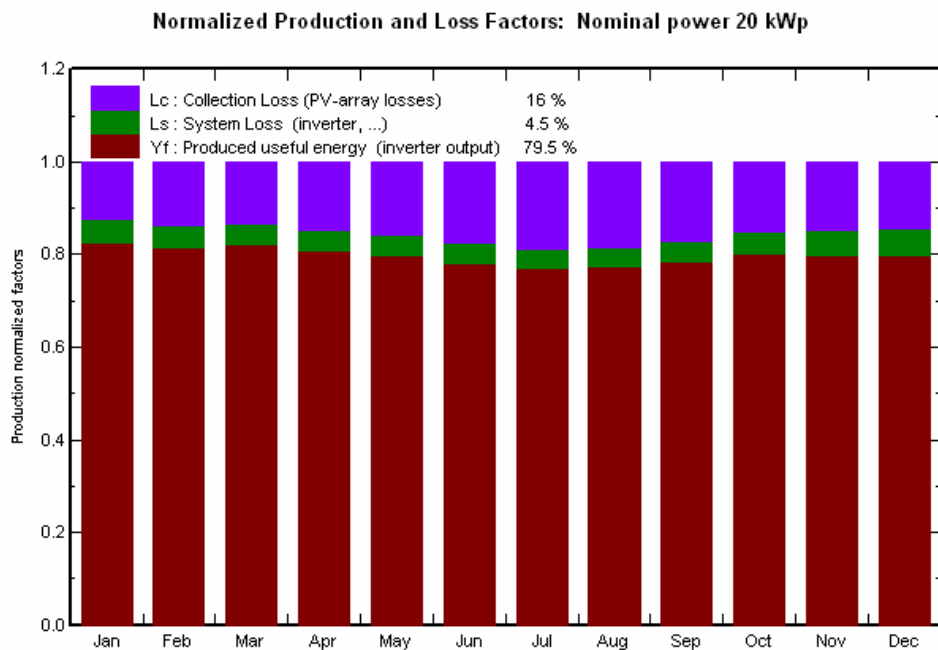
En la gráfica se representan las producciones normalizadas de energía por kWp instalado. Como en cualquier otro sistema fotovoltaico, en los meses de verano es cuando mayor producción de energía existe, debido a que el sol está más alto y por ello hay más horas de sol al día. El aumento de generación durante estos meses también implica un aumento de pérdidas tanto el inversor como en los módulos fotovoltaicos.



4.11 Producciones normalizadas

Producción normalizada y factores de pérdidas

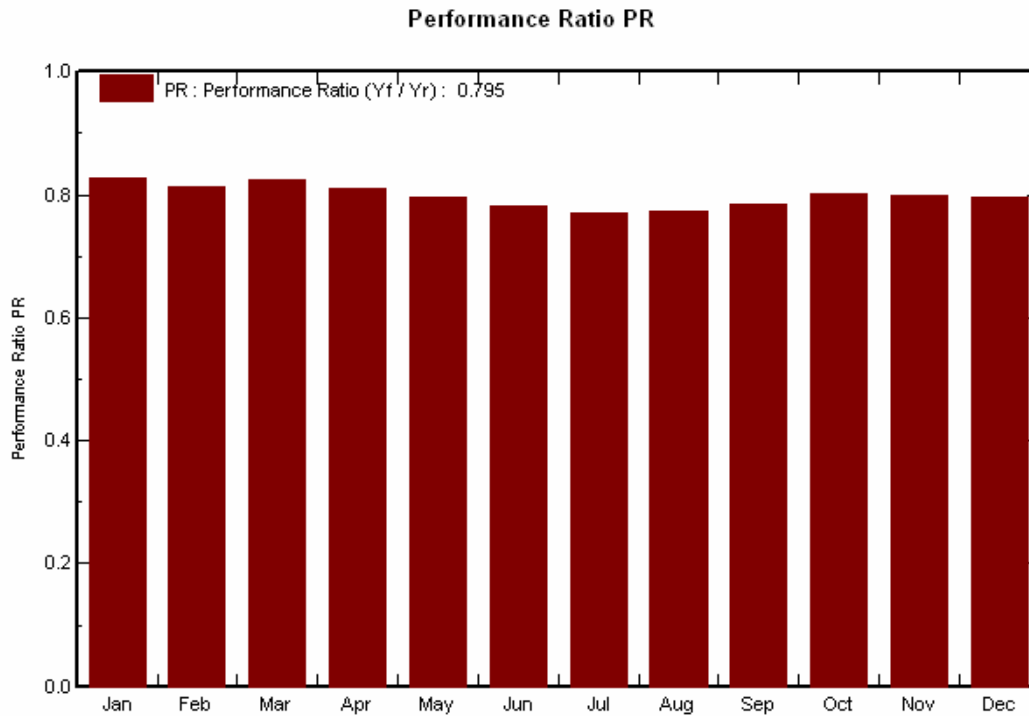
En la siguiente gráfica se muestra los porcentajes de energía generada y los porcentajes de pérdidas sobre el 100%. Se obtiene que del 100% de producción de energía a la salida del inversor se dispone de un 79,5 % de ésta. En cambio un 18,5% se corresponde con pérdidas de energía por diversas circunstancias y un 4,2% son pérdidas del resto del sistema, principalmente en el inversor.



4.12 Producciones normalizadas y factor de pérdidas

Performance Ratio

El valor medio del Performance Ratio es de un 79,5%. Aunque se aprecia que es en los meses de verano el valor es menor debido a las pérdidas por temperatura, que en esa época son mayores.



4.13 Performance ratio

4.1.3 Análisis económico

El Real Decreto de 1578/2008 establece las nuevas tarifas a las que está acogida toda instalación que genere energía solar fotovoltaica y luego la ponga en servicio a la red eléctrica. Existen varios subgrupos para determinar el tipo de retribución a la que puede optar cada instalación. La normativa distingue entre instalaciones en cubiertas o techos (Tipo I) e instalaciones en suelo o terreno (Tipo II), además dentro de las instalaciones en techo distingue entre las que tiene una potencia nominal menor o igual a 20 kW (Tipo I.1) y las que tiene una potencia mayor de 20 kW (Tipo I.2).

La instalación que se ha diseñado se enmarca dentro del Tipo I.1, es decir instalaciones cuya potencia nominal es igual o inferior a 20 kW. En este caso la potencia de la instalación está cerca del límite, exactamente tiene una potencia nominal de 19,9 kW. Es por ello que la retribución será de 34 cent/kWh, como así establece la ley.

Una vez conocida la situación retributiva en la que se encuentra la instalación se pueden calcular los ingresos que generará anualmente. Con los datos de energía a la salida del inversor, obtenidos de la simulación se realiza la siguiente tabla de ingresos mensuales:

	ENERGÍA (kWh)	INGRESOS (€)
Enero	1656	563,04
Febrero	1671	568,14
Marzo	2834	963,56
Abril	2611	887,74
Mayo	3179	1080,86
Junio	3260	1108,4
Julio	3366	1144,44
Agosto	3213	1092,42
Septiembre	2745	933,3
Octubre	2238	760,92
Noviembre	1437	488,58
Diciembre	1205	409,7
Total	29416	10001,44

Una vez conocida la capacidad de generación de la instalación y el beneficio que puede aportar anualmente, se procede a calcular el periodo de recuperación y las características económicas de la inversión.

En concepto de coste total de la instalación hay que incluir todos los gastos, desde el diseño hasta la puesta en servicio de ella. Esto incluye los precios de:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor.
- Cableado.
- Estructuras soporte.
- Accesorios eléctricos (contadores, protecciones, conexiones...).
- Adaptación de la superficie y montaje.
- Diseño, gestión y otros gastos.

El desglose de todos los gastos se expone detalladamente más adelante en el apartado 4.2 Presupuesto detallado.

La instalación presenta un coste total de 121573 €, que dividido entre los 20 kW de potencia nominal e la instalación se traduce en un coste específico de 6,08 €/W (6080 €/kW). Normalmente toda instalación solar tiene un coste inicial que oscila entre 6000 y 7000 € por kW.

Debido a la simplicidad de la instalación, a su ubicación de fácil acceso y fuera de zonas con riesgo de deterioro, el mantenimiento de ella será una tarea sencilla y económica. Las instalaciones fotovoltaicas tienen un mantenimiento muy reducido, solo es necesario hacer unas revisiones periódicas, en ocasiones reparaciones o sustituciones de elementos de bajo coste y limpieza de los módulos.

El periodo de amortización que se obtendrá con la nueva normativa (RD 1578/2008) será ligeramente superior a los tiempos de amortización que se obtenían con el anterior RD al que sustituye. Las subvenciones para las instalaciones solares fotovoltaicas han disminuido considerablemente, esta misma instalación con la ley de retribuciones anterior hubiera tenido un periodo de amortización mucho menor.

El diseño y la ubicación del sistema influyen en los beneficios y por tanto en el periodo de amortización de la instalación. Aunque su influencia no es muy alta, la variación de estos parámetros modifica ligeramente los beneficios que se obtienen.

A continuación se muestra una hoja de cálculos en la cual se obtiene un desglose general de los diferentes factores económicos de la instalación y un desglose anual a lo largo de los primeros 25 años.

Uno de los datos más importantes obtenidos es el tiempo de amortización de la instalación solar, que con los datos supuestos unidos a los datos obtenidos con la simulación y los detallados en el presupuesto, se fija en 19 años.

FOTOVOLTAICA

DATOS DE LA INSTALACION			CIFRAS		
1	Coste total de la instalación		121.573,00	Potencia instalada (kW)	20,00
2	Pagado por medios Propios	20,00%	24.314,60	Coste unitario (€/kW)	6.078,65
3	Años de credito, tiene uno de carencia (sólo los restantes)		12,00		
4	Tipo de interes de salida.		4,40%		
5	Desgravación medioambiental.		6,00%		
6	Producción prevista año en kWh.		29.416	Horas equivalentes	1.470,80
7	Perdidas de producción estimadas.		0,995		
8	Precio del kWh.		0,340000		
9	Actualización del precio kWh.		1,025		
10	Alquiler de terrenos, seguro, IBI, mantenimiento y otros.		970,73	Coste unitario (c€/kWh)	3,30
11	IPC del incremento anual de gastos.		1,035		
12	Tasa de descuento.		4,50%		
13	Impuestos, IRPF ó IS. (Poner la cifra que se considere lible despues de pagar el impuesto)	25%	75%		
DATOS ESPERADOS DE LA INVERSION					
1	Total a financiar.	80,00%	97.258,40		
2	Cuota anual intereses mas amortización.		10.605,03		
3	Cuota mensual.		883,75		
4	Intereses pagados por el crédito.		34.281,35		
5	Ingresos por producción media anual en 25 años antes de impuestos.		12.793,53		
6	Ingresos por producción media mensual.		1.066,13		
7	Rentabilidad media sobre inversión total antes de impuestos.		4,15%		
8	Rentabilidad media sobre inversión medios propios antes de inpuestos.		20,76%		
9	Van.		32.435,84		
10	Van sobre inversión medios propios %		5,34%		
11	Años de retorno de la inversión.		19,00		
12	Tasa de descuento. (media ponderada)		3,54%		
13	Desgravación medioambiental, (según ley 35% cuota líquida)		1.806,15		
14	TIR.		7,30%		

	AÑO	LEASING	PRINCIPAL LEASING	INTERESES	GASTOS	AMORTIZACI ON	TOTAL GASTOS	DEDUCION MEDIO AMBIENTE	DEDUCION MEDIO AMBIENTE	DEDUCION MEDIO AMBIENTE	DEDUCION MEDIO AMBIENTE	PRODUCCION ESTIMADA kwh	PRECIO KWh.	INGRESOS	BENEFICIO	RENTABILIDA D ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS	CASH FLOW	CASH FLOW ACTUALIZADO	PAYBACK	RENTABILID AD FINANCIERA
0	2008	97.258,40		4.279,37			4.279,37	7.294,38	7.294,38	7.294,38	7.294,38			0,00	-4.279,37		- 1.069,84	-3.209,53	-27.524,13	-27.524,13	-27.524,13	-17,60%
1	2009	97.258,40	6.325,66	4.279,37	970,73	4.862,92	10.113,02	-9,76	-9,76	-9,76	-9,76	29.416,00	0,34000	10.001,44	-111,58	-0,09%	- 27,89	-93,45	-1.556,19	-1.502,98	-29.027,11	-0,46%
2	2010	90.932,74	6.603,99	4.001,04	1.004,70	4.862,92	9.868,66	29,01	19,25	19,25	19,25	29.268,92	0,34850	10.200,22	331,55	0,27%	82,89	267,91	-1.473,16	-1.374,15	-30.401,26	1,36%
3	2011	84.328,75	6.894,57	3.710,46	1.039,87	4.862,92	9.613,25	69,10	88,35	88,35	69,10	29.122,58	0,35721	10.402,95	789,70	0,65%	197,42	661,37	-1.370,28	-1.234,48	-31.635,74	3,25%
4	2012	77.434,18	7.197,93	3.407,10	1.076,26	4.862,92	9.346,29	110,55	198,90	198,90	110,55	28.976,96	0,36614	10.609,71	1.263,42	1,04%	315,85	1.058,11	-1.276,89	-1.111,02	-32.746,76	5,20%
5	2013	70.236,25	7.514,64	3.090,40	1.113,93	4.862,92	9.067,25	153,42	352,31	352,31	153,42	28.832,08	0,37530	10.820,57	1.753,33	1,44%	438,33	1.468,41	-1.183,31	-994,39	-33.741,14	7,21%
6	2014	62.721,62	7.845,28	2.759,75	1.152,92	4.862,92	8.775,59	197,75	550,07	550,07	197,75	28.687,92	0,38468	11.035,63	2.260,04	1,86%	565,01	1.892,79	-1.089,58	-884,32	-34.625,46	9,29%
7	2015	54.876,34	8.190,47	2.414,56	1.193,27	4.862,92	8.470,75	243,62	793,68	793,68	243,62	28.544,48	0,39430	11.254,97	2.784,22	2,29%	696,05	2.331,78	-995,77	-780,55	-35.406,02	11,45%
8	2016	46.685,86	8.550,85	2.054,18	1.235,04	4.862,92	8.152,14	291,07	1.084,75	1.084,75	291,07	28.401,76	0,40415	11.478,66	3.326,52	2,74%	831,63	2.785,96	-901,97	-682,85	-36.088,87	13,68%
9	2017	38.135,01	8.927,09	1.677,94	1.278,26	4.862,92	7.819,12	340,17	1.424,93	1.424,93	340,17	28.259,75	0,41426	11.706,80	3.887,67	3,20%	971,92	3.255,93	-808,24	-590,98	-36.679,84	15,99%
10	2018	29.207,92	9.319,88	1.285,15	1.323,00	4.862,92	7.471,07	390,98	1.815,91	1.815,91	390,98	28.118,45	0,42461	11.939,47	4.468,40	3,68%	1.117,10	3.742,28	-714,68	-504,70	-37.184,54	18,38%
11	2019	19.888,03	9.729,96	875,07	1.369,31	4.862,92	7.107,30					27.977,86	0,43523	12.176,77	5.069,47	4,17%	1.267,37	3.802,10	-1.064,94	-726,33	-37.910,87	20,85%
12	2020	10.158,08	10.158,08	446,96	1.417,23	4.862,92	6.727,11					27.837,97	0,44611	12.418,78	5.691,67	4,68%	1.422,92	4.268,75	-1.026,40	-676,11	-38.586,98	23,41%
13	2021	0,00	0,00	0,00	1.466,84	4.862,92	6.329,76					27.698,78	0,45726	12.665,60	6.335,85	5,21%	1.583,96	4.751,89	9.614,81	6.116,94	-32.470,04	26,06%
14	2022	0,00	0,00	0,00	1.518,18	4.862,92	6.381,10					27.560,28	0,46869	12.917,33	6.536,24	5,38%	1.634,06	4.902,18	9.765,10	6.000,15	-26.469,89	26,88%
15	2023	0,00	0,00	0,00	1.571,31	4.862,92	6.434,23					27.422,48	0,48041	13.174,06	6.739,83	5,54%	1.684,96	5.054,87	9.917,79	5.885,63	-20.584,26	27,72%
16	2024	0,00	0,00	0,00	1.626,31	4.862,92	6.489,23					27.285,37	0,49242	13.435,90	6.946,67	5,71%	1.736,67	5.210,00	10.072,92	5.773,31	-14.810,95	28,57%
17	2025	0,00	0,00	0,00	1.683,23	4.862,92	6.546,15					27.148,94	0,50473	13.702,94	7.156,79	5,89%	1.789,20	5.367,59	10.230,51	5.663,16	-9.147,79	29,43%
18	2026	0,00	0,00	0,00	1.742,14	4.862,92	6.605,06					27.013,20	0,51735	13.975,28	7.370,22	6,06%	1.842,56	5.527,67	10.390,59	5.555,12	-3.592,68	30,31%
19	2027	0,00	0,00	0,00	1.803,12	4.862,92	6.666,04					26.878,13	0,53028	14.253,04	7.587,01	6,24%	1.896,75	5.690,25	10.553,17	5.449,14	1.856,46	31,20%
20	2028	0,00	0,00	0,00	1.866,23	4.862,92	6.729,15					26.743,74	0,54354	14.536,32	7.807,18	6,42%	1.951,79	5.855,38	10.718,30	5.345,19	7.201,65	32,11%
21	2029	0,00	0,00	0,00	1.931,54	4.862,92	6.794,46					26.610,02	0,55713	14.825,23	8.030,77	6,61%	2.007,69	6.023,08	10.886,00	5.243,20	12.444,85	33,03%
22	2030	0,00	0,00	0,00	1.999,15	4.862,92	6.862,07					26.476,97	0,57106	15.119,88	8.257,81	6,79%	2.064,45	6.193,36	11.056,28	5.143,15	17.588,01	33,96%
23	2031	0,00	0,00	0,00	2.069,12	4.862,92	6.932,04					26.344,59	0,58533	15.420,39	8.488,35	6,98%	2.122,09	6.366,26	11.229,18	5.044,99	22.633,00	34,91%
24	2032	0,00	0,00	0,00	2.141,54	4.862,92	7.004,46					26.212,86	0,59997	15.726,87	8.722,41	7,17%	2.180,60	6.541,81	11.404,73	4.948,68	27.581,67	35,87%
25	2033	0,00	0,00	0,00	2.216,49	4.862,92	7.079,41					26.081,80	0,61497	16.039,44	8.960,03	7,37%	2.240,01	6.720,02	11.582,94	4.854,17	32.435,84	36,85%
		TOTALES	97.258,40	34.281,35	37.809,72	121.573,00	193.664,07	1.815,91			1.806,15	692.921,87		319.838,26	126.174,19	4,15%	32.613,39	94.630,64	96.436,79	32.435,84	R.MEDIA	20,76%
																			33,40%	VAN	32.435,84 €	5,34%
																				TIR	7,30%	
																				RETORNO EN AÑOS		19

4.1.4 Análisis medioambiental

La implantación de una instalación fotovoltaica cuya energía generada se inyecte a la red supone un ahorro de emisiones de CO₂ (dióxido de carbono) a la atmósfera. Esto contribuye a disminuir la contaminación a la que es sometida continuamente el planeta, puesto que el dióxido de carbono es el principal responsable del incremento del efecto invernadero, que puede llevar a situaciones ecológicas graves.

Es útil conocer la repercusión que tiene una instalación solar, es decir, conocer las emisiones que se han dejado de emitir a la atmósfera gracias a dicha instalación. Y con ello contribuir a un desarrollo sostenible del planeta.

Por cada kWh generado por energía solar fotovoltaica se está reduciendo las emisiones contaminantes (si esta fuese producida por la combustión de combustibles) en:

0,364 kg de CO₂ /kWh (dióxido de carbono)

0,773 g de SO₂ /kWh (dióxido de azufre)

0,553 g de NO_x /kWh (óxidos de nitrógeno)

La instalación que se ha diseñado produce a lo largo del año 29416 kWh. Con ello contribuye al siguiente ahorro de emisiones anuales:

10,70 Tm de CO₂

22,73 kg de SO₂

16,26 kg de NO_x

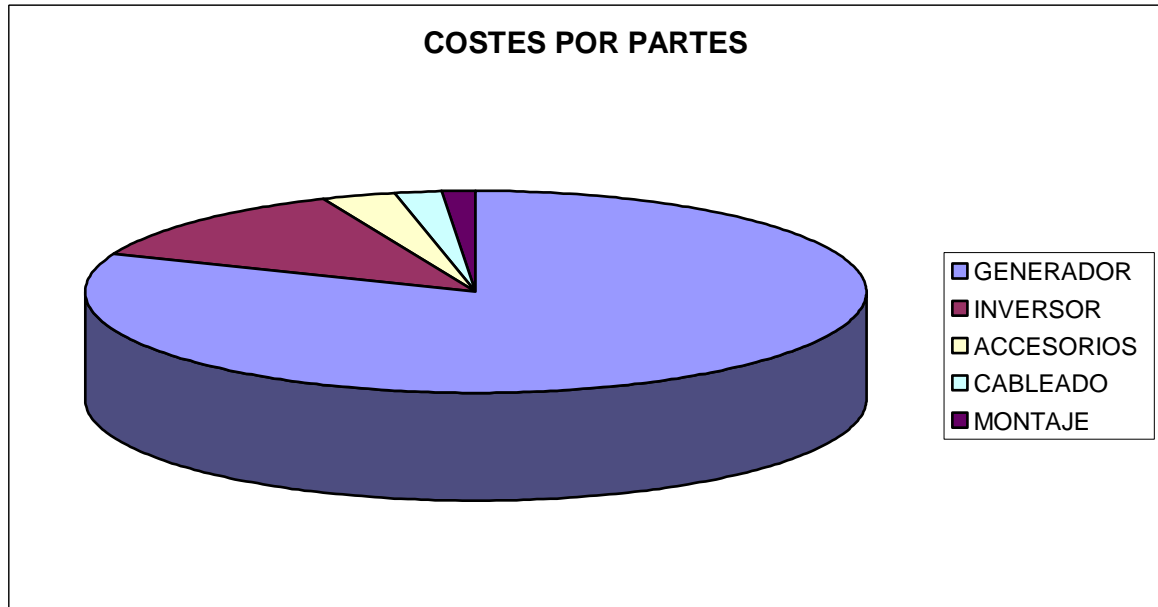
En cuanto a la legislación aplicable a las instalaciones, en lo referido a normativa medioambiental, se encuentran varios textos, a nivel europeo, nacional, regional y local. Todas tratan sobre el tratamiento de aguas, tratamiento de residuos y respeto de fauna y flora del entorno. La instalación que se ha diseñado no tiene ninguna influencia en ninguno de estos campos, por ello no es de principal interés la inclusión de dichas normativas.

4.2 Presupuesto detallado

En la siguiente tabla se muestra un resumen con los precios unitarios y totales de cada parte de la instalación.

		COSTE (€)	UNIDADES	TOTAL (€)
GENERADOR				98227,5
Módulo	911,5	105		95707,5
Estructura	24	105		2520
INVERSOR				15215,57
Inversor	15215,57	1		15215,57
ACCESORIOS ELÉCTRICOS				3594,93
Contador	250	2		500
Protecciones				
Magnetotérmicos	39,87	2		79,74
Interruptor general	19,7	1		19,7
Diferenciales	24,91	1		24,91
Descargadores	105	9		945
Fusibles				
10 A	0,9	14		12,6
80 A	12,98	1		12,98
CCG	2000	1		2000
CABLEADO				2575
	€/m	m		
4 mm ²	1,25	200		250
16 mm ²	1,65	500		825
Puesta a tierra	1500	1		1500
MONTAJE				1960
Mano de obra				1440
Otros (accesorios)				520
TOTAL				121573

En el gráfico circular se puede ver la diferencia de costes de las principales partes en la que ha sido dividida la instalación.



La mayor parte del gasto de creación de una instalación fotovoltaica está en los módulos generadores, en torno al 80% del coste total. La evolución de la industria de la energía solar fotovoltaica busca que este porcentaje cada vez sea menor, indagando tecnologías que permitan fabricar módulos solares de menor coste y mayores rendimientos.

4.3 Planos

4.3.1 Situación y emplazamiento

4.3.2 Planta instalación

4.3.3 Esquema de conexiones de corriente continua

4.3.4 Esquema de puesta a tierra

4.3.5 Esquema unifilar



TITULO DEL PROYECTO

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20kW

DEFINICION DEL PROYECTO

PLANO

SITUACION Y EMPLAZAMIENTO

1

DIRECCION

AVDA.ARCAS DEL AGUA S/N

MUNICIPIO

GETAFE

PROVINCIA

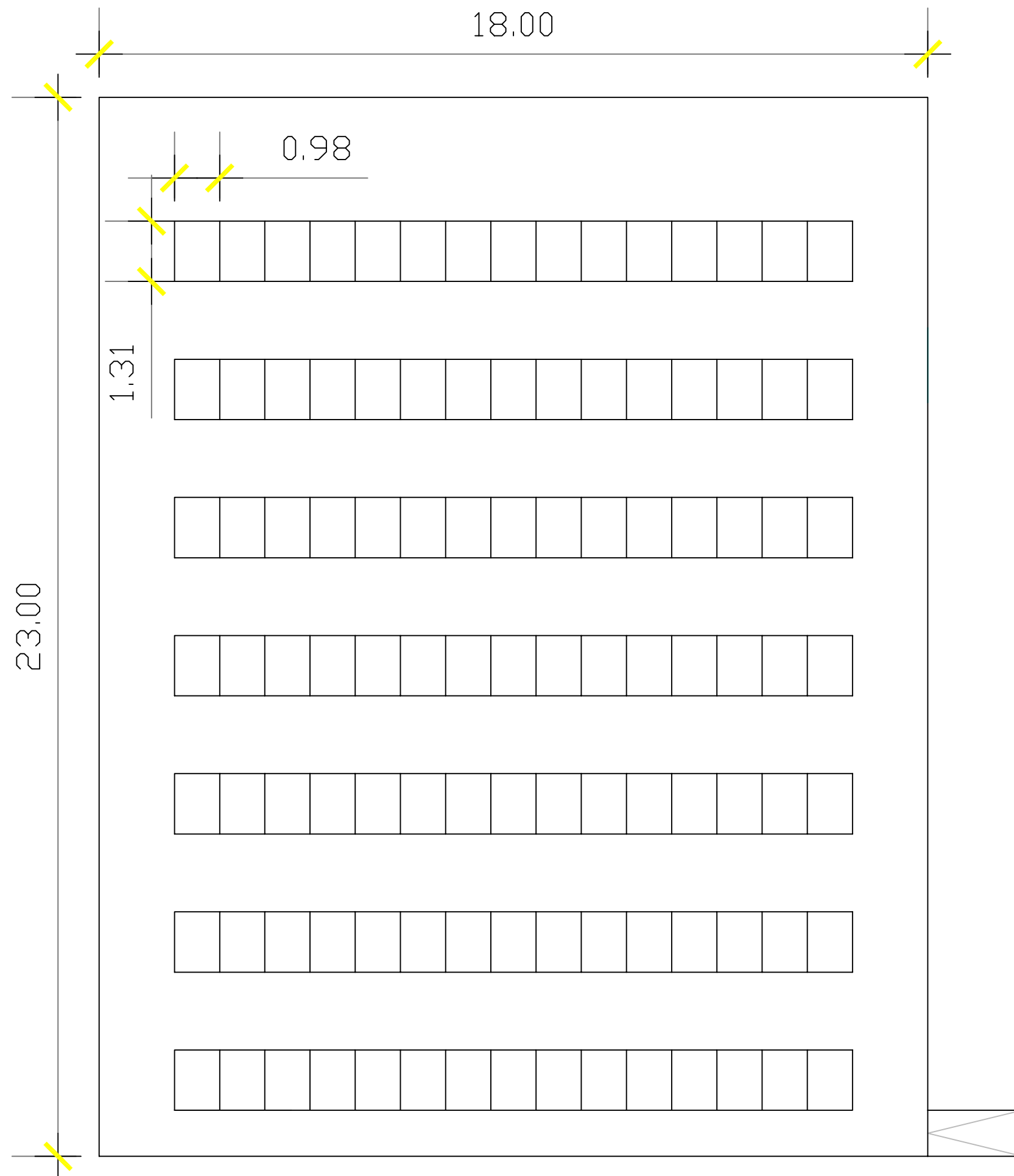
MADRID



ESCALA: INDICADAS

FECHA: 06/10/2009

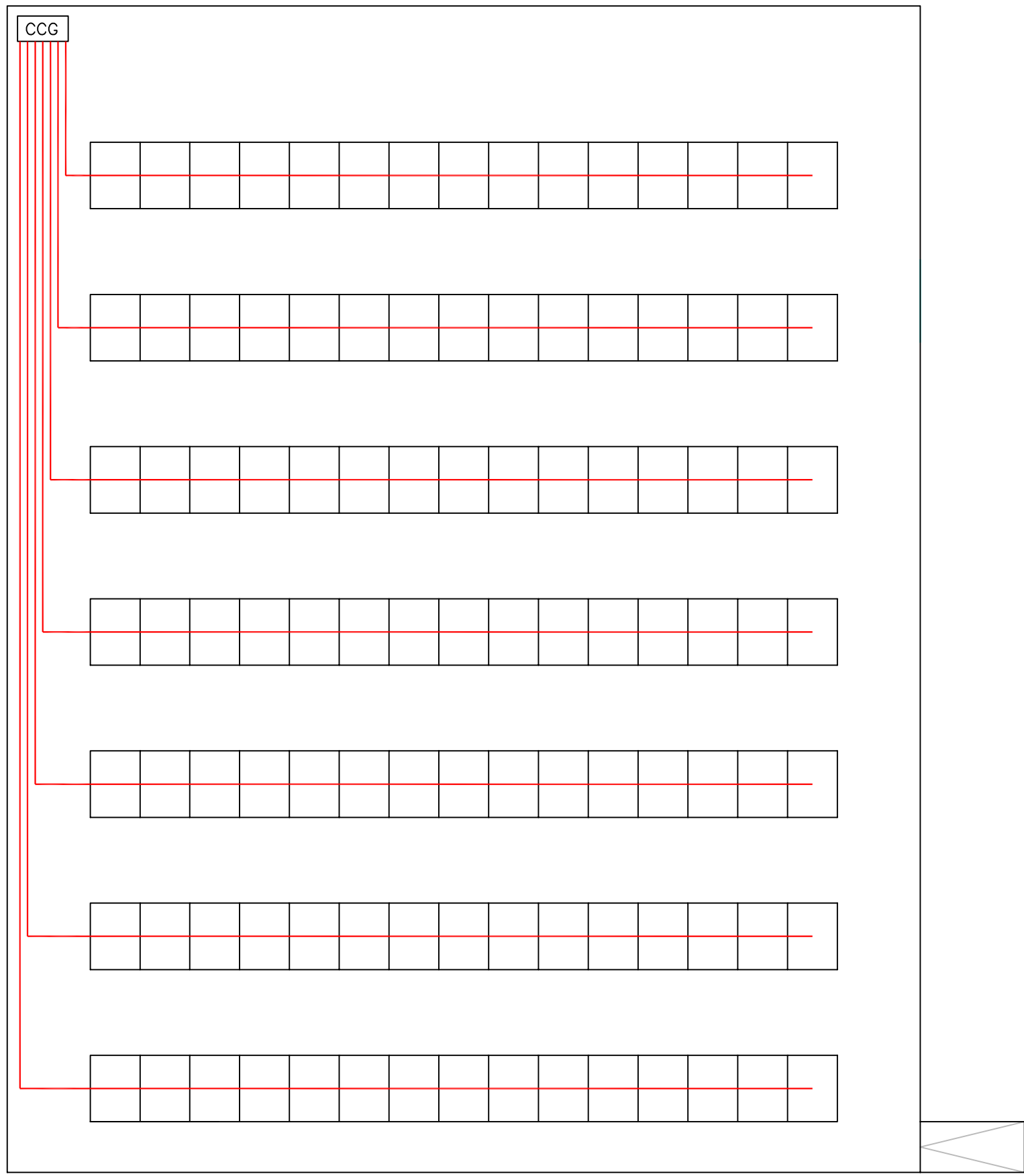
ALVARO
GARCIA-HERAS
PINO





LEYENDA	
	RAMPA DE ACCESO
	MODULO FOTOVOLTAICO

TITULO DEL PROYECTO	
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20kW	
DEFINICIÓN DEL PLANO	PLANO
PLANTA INSTALACIÓN	2
DIRECCION	AVDA.ARCAS DEL AGUA S/N
MUNICIPIO	GETAFE
PROVINCIA	MADRID
ESCALA: 1:100	FECHA: 06/10/2009
ALVARO GARCIA-HERAS PINO	
	



LEYENDA

RAMPA DE ACCESO

MODULO FOTOVOLTAICO

CAJA CONEXIONES DEL GENERADOR

CONDUCTOR DC

TITULO DEL PROYECTO

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20kW

DEFINICION DEL PROYECTO

ESQUEMA CONEXIONES CORREINTE CONTINUA

PLANO

3

DIRECCION

AVDA.ARCAS DEL AGUA S/N

MUNICIPIO

GETAFE

PROVINCIA

MADRID

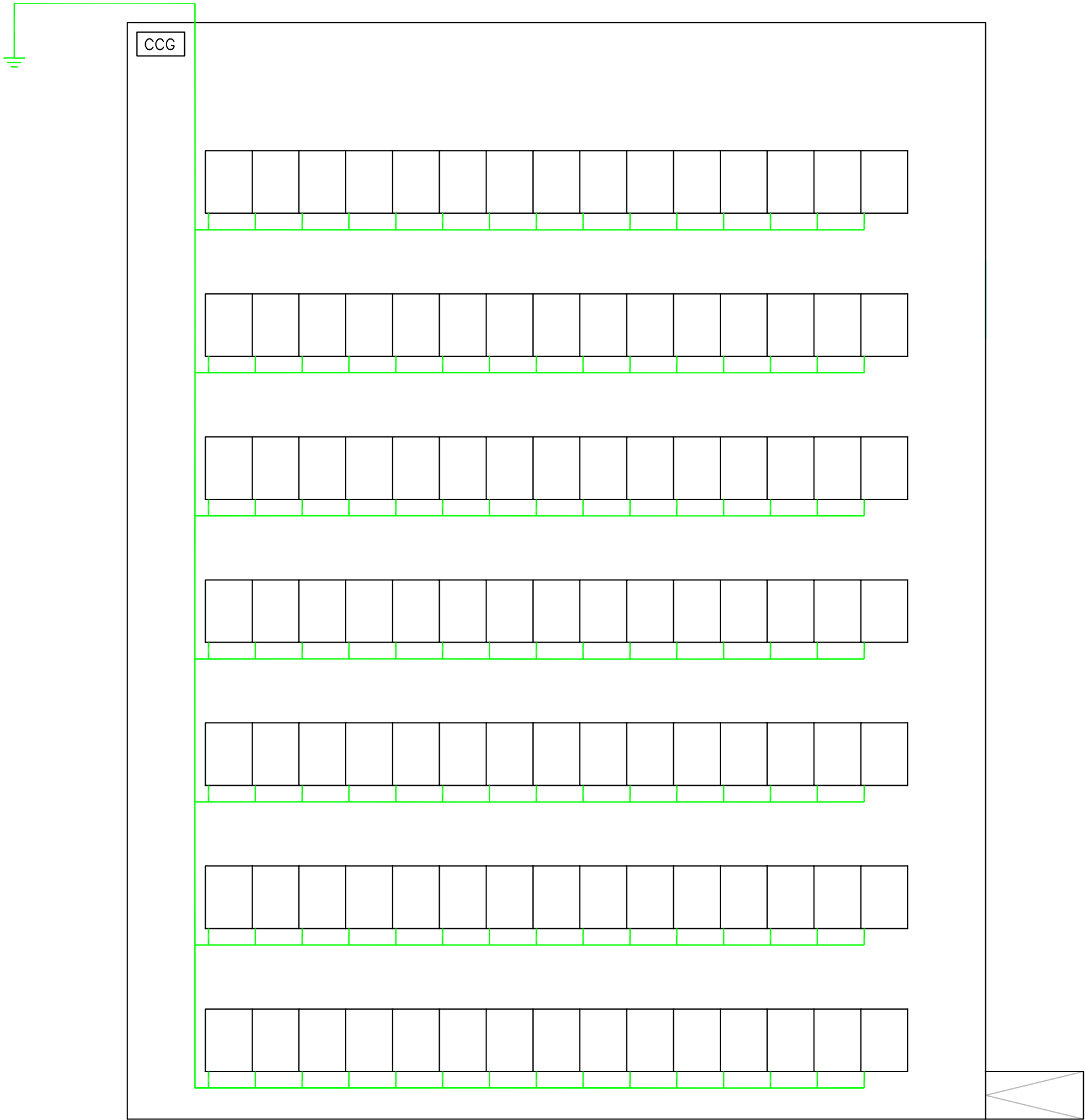
ESCALA:

1:100


FECHA:


06/10/2009


ALVARO GARCIA-HERAS PINO




LEYENDA

RAMPA DE ACCESO

MODULO FOTOVOLTAICO

CAJA CONEXIONES DEL GENERADOR

CONDUCTOR DE TIERRA

TITULO DEL PROYECTO

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20kW

DEFINICION DEL PROYECTO

ESQUEMA DE PUESTA A TIERRA

PLANO

4

DIRECCION

AVDA.ARCAS DEL AGUA S/N

MUNICIPIO

GETAFE

PROVINCIA

MADRID

ESCALA:

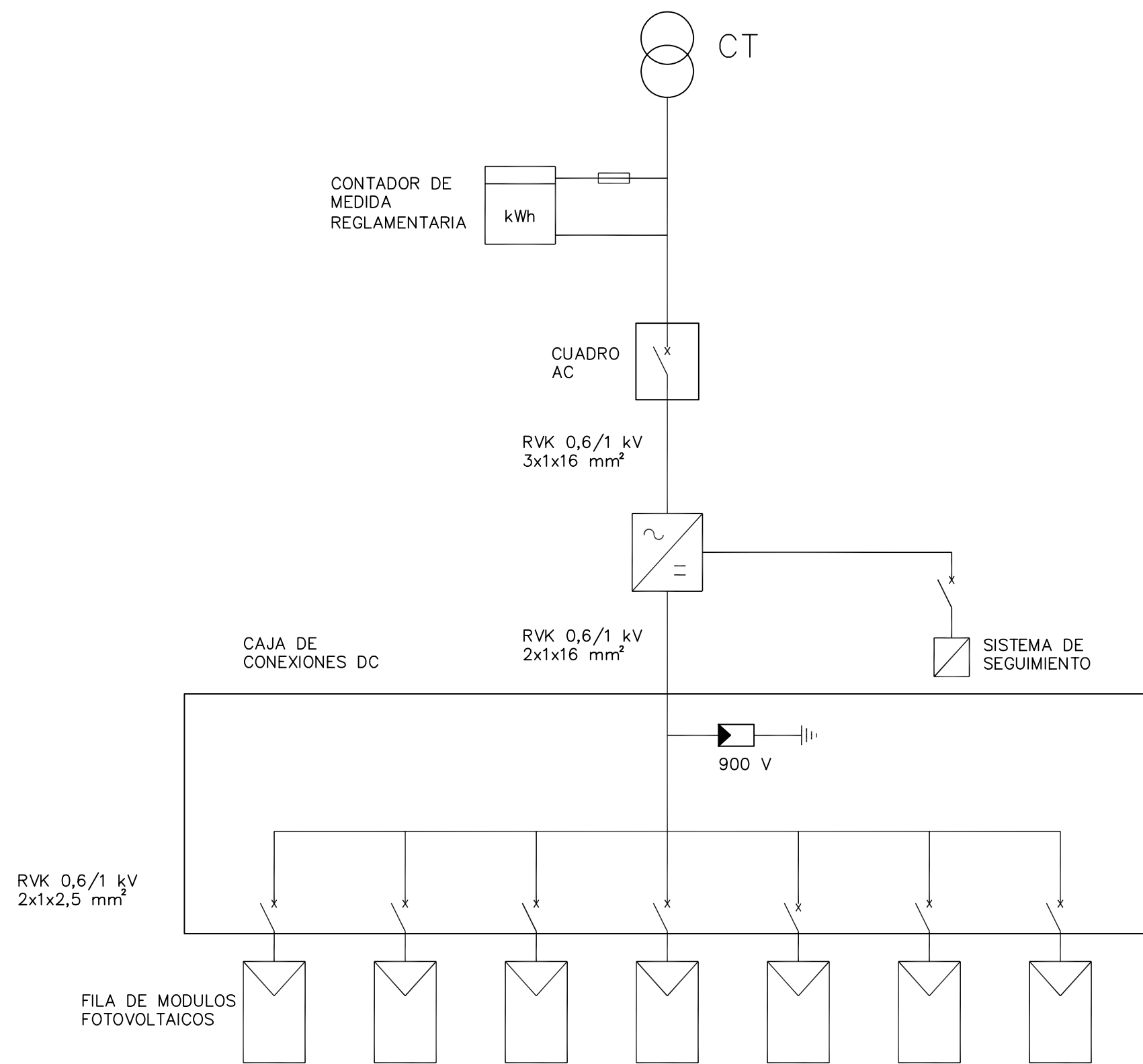
1:100

FECHA:


06/10/2009

ALVARO GARCIA-HERAS PINO







LEYENDA




TRANSFORMADOR




INVERSOR




DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES



INTERRUPTOR



CONTADOR



FILA DE MODULOS FOTOVOLTAICOS

TITULO DEL PROYECTO		
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20kW		
DEFINICION DEL PROYECTO		PLANO
ESQUEMA UNIFILAR		5
DIRECCION	AVDA.ARCAS DEL AGUA S/N	
MUNICIPIO	GETAFE	
PROVINCIA	MADRID	
ESCALA: 1:100		FECHA: 06/10/2009
ALVARO GARCIA-HERAS PINO		

4.4 Pliego de condiciones

4.4.1 Condiciones generales

4.4.1.1 Objeto del pliego

El pliego de condiciones tiene como objetivo definir las condiciones que han de regir en las obras que comprende el presente proyecto.

El objeto de este pliego es la enumeración, de tipo general técnico, del control y de la ejecución a los que se han de ajustar las diversas unidades de la obra, para la ejecución de la instalación fotovoltaica, así como las técnicas de colocación en su obra.

Este documento es propiedad del promotor y no puede ser reproducido en ningún caso sin consentimiento por escrito de la misma. El ofertante asume mantener confidencialidad absoluta sobre la presente documentación.

Las condiciones generales a seguir están establecidas en las Instrucciones MIE-RAT 14 del Reglamento de Seguridad en Centrales eléctricas, así como en las Normas Tecnológicas de la Edificación, publicadas por el ministerio de Obras Públicas y Transportes, y en las normas y órdenes vigentes hasta la fecha de redacción del proyecto.

4.4.1.2 Obras que comprende el proyecto

El proyecto comprende las obras de estructuras de los módulos, albañilería y acabados, instalación eléctrica, y toma de tierra.

4.4.1.3 Disposiciones aplicables

- Ley de Contratos del Estado, texto actualizado de 8 de Abril de 1965 modificado por la ley 5/1973, de 17 de Marzo.
- Reglamento general de Contratación del Estado, Decreto 3410/1975, de 25 de Noviembre.
- Disposiciones generales sobre protección a la Industria Nacional, Seguridad e Higiene en el trabajo y Seguridad Social.
- Pliego de condiciones técnicas para recepción de cementos (RC-75)
- Instrucción para el Proyecto y la Ejecución de Obras de Hormigón en Masa o Armado (EHE).
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Decreto 2413/1973, de 20 de Septiembre.
- Normas Técnicas a las que, explícitamente, se haga referencia con carácter contractual.

4.4.1.4 Obligaciones sociales

Es obligatorio el cumplimiento del Código de Trabajo, de la ley de Reglamentación Nacional de Trabajo de las Industrias de la Construcción y Obras públicas de 2 de abril de 1946 y disposiciones obligatorias, así como las que en lo sucesivo se dicen sobre la materia.

4.4.1.5 Relaciones legales y responsabilidad con el público

El adjudicatario deberá obtener todos los permisos y licencias necesarias para la ejecución de las obras. Si así sucediese deberá indemnizar de todos los daños que causen con motivos de las distintas operaciones que requiera la ejecución de las obras.

4.4.1.6 Facilidades para la inspección

El adjudicatario proporcionará a la Dirección de la Obra o a sus representantes toda clase de facilidades para los replanteos, reconocimientos y mediciones, así como para la inspección de la mano de obra en todos los trabajos con objeto de comprobar el cumplimiento de las condiciones establecidas en este Pliego, permitiendo en todo momento el libre acceso a todas las partes de la obra.

4.4.1.7 Seguridad en el trabajo

El Contratista será responsable como patrono, del cumplimiento de lo dispuesto en la Ley de Accidente y demás disposiciones sobre el trabajo y la seguridad del obrero, como el público en general, sin que esto exima en ningún caso de la responsabilidad del Contratista.

4.4.1.8 Contradicciones y omisiones del proyecto

Lo mencionado en el Pliego de Condiciones y Omitido en los planos o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviera expuesto en ambos documentos. En caso de contradicción entre los planos y el Pliego de Condiciones, prevalecerá lo escrito en éste último. Las omisiones en el Pliego de Condiciones o las descripciones erróneas de los detalles de la obra que sean manifiestamente indispensables para llevar a cabo las intenciones expuestas en el Pliego de Condiciones y en los Planos, o que por su uso o costumbre, deben ser realizados, no solo no eximen al Contratista de la obligación de ejecutar estos detalles de obra omitidos o erróneamente descritos, sino que, por el contrario, deberán ser ejecutados como si hubieran sido completa y correctamente especificados en los Planos y Pliego de Condiciones.

4.4.1.9 Inicio de las obras

Conocimiento del emplazamiento de las obras: El contratista tiene la obligación de haber inspeccionado y estudiado el emplazamiento y sus alrededores y haberse compenetrado de la naturaleza del terreno, de las condiciones hidrológicas y climáticas, de la configuración y naturaleza del emplazamiento de las obras, de las cantidades y naturaleza de los trabajos a realizar y de los materiales necesarios para la ejecución de las obras, de los accesos al emplazamiento, los medios que pueda necesitar, y en general, de toda la información necesaria en lo relativo a los riesgos, contingencias y demás factores y circunstancias que puedan incidir en la ejecución y en el coste de las obras. Ningún defecto o error de interpretación que pudiera contener o surgir del uso de documentos, estudios previos, informes técnicos o suposiciones establecidas en el Proyecto y en general de toda la información adicional suministrada a los licitadores por el Ayuntamiento, o procurada por éstos establezca explícitamente lo contrario, el contratista no tendrá derecho a eludir sus responsabilidades ni a formular reclamación

alguna que se funde en datos o antecedentes del proyecto que puedan resultar equivocados o incompletos.

4.4.1.10 Desarrollo y control de la obra

a) Replanteos:

A partir de la comprobación de Replanteo de las obras mencionado, todos los trabajadores de replanteo necesarios para la ejecución de las obras serán realizados por cuenta y riesgo del Contratista. La Dirección Facultativa (El Director) comprobará los replanteos efectuados por el Contratista y este no podrá iniciar la ejecución de ninguna obra o parte de ella, sin haber obtenido del Director la correspondiente aprobación del replanteo. La aprobación por parte del Director de cualquier replanteo efectuado por el Contratista, no disminuirá la responsabilidad de este en la ejecución de las obras, de acuerdo con los planos y con las prescripciones establecidas en el presente Pliego. Los perjuicios que ocasionaren los errores de los replanteos realizados por el contratista, deberán ser subsanados a cargo de éste, en la forma que indicare el Director. El Contratista deberá proveer, a su costa todos los materiales, aparatos y equipos de topografía, personal técnico especializado y mano de obra auxiliar, necesarios para efectuar los replanteos a su cargo y materializar los vértices, bases, puntos y señales niveladas. Todos los medios materiales y de personal citados tendrán la calificación adecuada al grado de los trabajos topográficos que requiera cada una de las fases del replanteo y el grado de tolerancias geométricas., de acuerdo con las características de la obra. En las comprobaciones del replanteo que la Dirección efectúe al Contratista, a su costa prestará la asistencia y ayuda que el Director requiera, evitará que los trabajos de ejecución de las obras interfieran o entorpezcan las operaciones de comprobación y, cuando sea indispensable, suspenderá dichos trabajos, sin que por ello tenga derecho a indemnización alguna. En los replanteos que realiza directamente el Ayuntamiento y para las comprobaciones de los replanteos que realice el Contratista, este proveerá a su costa la mano de obra, los materiales y los medios auxiliares para la ejecución de los pilares de triangulación, hitos señales y demás puntos topográficos a materializar en el terreno. El Contratista ejecutará a su costa los accesos, sendas, escalas, pasarelas y andamios necesarios par la realización de todos los replanteos, tanto los efectuados por el mismo como por el Ayuntamiento, para las comprobaciones de los replanteos y para la materialización de los puntos topográficos citados anteriormente. El Contratista será responsable de la conservación, durante el tiempo de vigencia del contrato, de todos los puntos topográficos materializados en el terreno, y señales niveladas, debiendo reponer, a su costa, los que por necesidad de ejecución de las obras o por deterioro, hubieran sido movidos o eliminados, lo que comunicará por escrito al Director, y este dará las instrucciones oportunas y ordenará la comprobación de los puntos repuestos.

b) Instalaciones auxiliares de obra:

Constituye la obligación del contratista el proyecto, conservación y explotación, desmontaje, demolición y retirada de obra de todas las instalaciones auxiliares de obra. Necesarias para la ejecución de las obras definitivas. Se consideran instalaciones auxiliares de obra las que, sin carácter limitativo, se indican a continuación: Oficinas y laboratorios de la dirección; Instalación de transporte, transformación y distribución de alumbrado; Instalaciones telefónicas y de suministro de agua potable e industrial; Instalaciones para servicios del personal; Instalaciones para los servicios de seguridad y

vigilancia; Oficinas, laboratorios, almacenes, talleres y parques del Contratista; Instalaciones de áridos.

Cualquier otra instalación que el Contratista necesite para la ejecución de la obra. Se considerarán como obras auxiliares las necesarias para la ejecución de las obras definitivas que, sin carácter limitativo, se indican a continuación: Obras de protección y defensa contra inundaciones; Obras para el desvío de aguas superficiales; Obras de drenaje, recogida y evacuación de las zonas de trabajo; Obras provisionales de desvío de circulación de personas o vehículos, requeridas para la ejecución de las obras.

c) Maquinaria y medios auxiliares

El contratista está obligado, bajo su responsabilidad, a proveerse y disponer en obra de todas las máquinas, útiles y medios auxiliares necesarios para la ejecución de las obras, en las condiciones de calidad, potencia, capacidad de producción y en cantidad suficiente para cumplir todas las condiciones del contrato, así como a manejarlos, mantenerlos, conservarlos y emplearlos adecuada y correctamente.

4.4.1.11 Conclusión del contrato

a) Recepción provisional de las obras

Dentro de los diez días siguientes a la fecha de terminación de las obras se procederá al acto de la Recepción provisional de las mismas. Podrá ser objeto de Recepción Provisional, aquellas partes de la obra que deban ser ejecutadas en los plazos parciales establecidos en el contrato. Si se encuentran las obras en buen estado y con arreglo a las prescripciones previstas, el Director de las mismas las dará por recibidas provisionalmente y se entregarán al uso público o servicio correspondiente. La Recepción Provisional se formalizará mediante un Acta que será firmada por el Director y por el Contratista. El plazo de garantía comenzará el día siguiente de la firma del Acta. El plazo de garantía se establecerá siempre en el contrato atendiendo a la naturaleza y complejidad de la obra y no podrá ser inferior a un año, salvo en casos especiales. En los casos en los que haya lugar a Recepciones Provisionales parciales, el plazo de garantía de las partes recibidas comenzará a contarse desde la fecha de las respectivas Recepciones Provisionales parciales.

b) Medición general

El Director citará al Contratista, o a su Delegado, fijando la fecha en que, ha de procederse a su medición general. El Contratista, o Delegado, tiene la obligación de asistir a la toma de datos y realización de la medición general que realizará la Dirección. Si no cumple tal obligación no podrá realizar reclamación alguna en orden al resultado de aquella medición. Ni acerca de los actos del Ayuntamiento que se basen en tal resultado. Para realizar la medición general se utilizarán como datos complementarios la Comprobación del Replanteo, los replanteos parciales y las mediciones efectuadas durante la ejecución de la obra, el Libro de Incidencias, si lo hubiera, el de Ordenes y cuantos otros estimen necesarios el Director y el Contratista. Las reclamaciones que estime necesario hacer el contratista contra el resultado de la medición general las dirigirá por escrito a la propiedad por conducto del Director, el cual elevará aquel con su informe.

c) Recepción definitiva de las obras

Dentro de los diez días siguientes al cumplimiento del plazo de garantía se procederá a la Recepción Definitiva de las obras, la cual se realizará de acuerdo con la normativa establecida por el Ayuntamiento. Solo podrán ser definitivamente recibidas las obras ejecutadas conforme al proyecto y en perfecto estado. Si la obra se arruina con posterioridad a la Recepción Definitiva por vicios ocultos de la construcción debidos a incumplimiento doloso del contrato por parte del contratista, responderá este de los daños y perjuicios en el término de quince años. Transcurrido este plazo quedará totalmente extinguida la responsabilidad del Contratista.

4.1.1.12 Obras no especificadas

Las unidades de obra que no se hayan incluido y señalado específicamente en este Pliego, se ejecutarán de acuerdo con lo establecido en las normas e instrucciones técnicas en vigor que sean aplicables a dichas unidades, con lo sancionado por la costumbre como por reglas de buena práctica en la construcción y con las indicaciones que, sobre el particular, señale el Director de las obras. Queda establecido que toda condición estipulada en este Pliego es preceptiva en todos los demás. Si hubiera algún elemento o elementos que el Director de obra considerase necesarios, para la buena ejecución de los trabajos y que no figurasen en el cuadro de precios, aquellos se abonarán de acuerdo con las normas que dicte el Director. Queda obligada la Contrata a acatar sin posible apelación, todas las órdenes, tanto verbales como escritas, dadas por el Director en el transcurso de los trabajos. Forma parte de este Pliego el contenido íntegro de la memoria del Proyecto.

4.4.2 Condiciones técnicas de los materiales

4.4.2.1 Cemento

El cemento utilizado en la fabricación de morteros y hormigones será del tipo PA-350. Dicho cemento además de cumplir las condiciones que especifica el “Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para la recepción de cementos RT-75”, cumplirá las normas indicadas en la “Instrucción para el proyecto y la Ejecución de Obras de Hormigón en Masa o Armado EHE”

4.4.2.2 Agua

El agua de amasado de morteros y hormigones cumplirá preceptivamente las condiciones especificadas en las “Instrucción para el Proyecto y la Ejecución de Obras de Hormigón en Masa o Armado, EHE”.

4.4.2.3 Áridos para morteros y hormigones

Se entiende por árido fino, o arena, el árido o fracción del mismo que pasa por el Tamiz 5 UNE. Se entiende por árido grueso, o grava, el árido o fracción del mismo retenido por el Tamiz 5 UNE., siendo el tamaño máximo de 40 mm. Los áridos para la fabricación de morteros y hormigones podrán ser indistintamente de procedencia caliza o silíceas, pudiendo al mismo tiempo ser rodados o de machaqueo, siempre que cumplan las especificaciones oportunas. Estos áridos cumplirán obligatoriamente las condiciones

señaladas en la “Instrucción para el Proyecto y la Ejecución de Obras de Hormigón en Masa o Armado, EHE”. Además, deberán comprobarse también que los áridos no presenten pérdidas superiores al 10 o al 15 por ciento, para las arenas, y al 12 o al 18 por ciento, para las gravas, respectivamente, de acuerdo con la norma UNE 7.136.

4.4.2.4 Aluminio

Los perfiles de aluminio vendrán con su correspondiente identificación de fábrica, con señales indelebles para evitar confusiones. No presentaran grietas, ovulaciones, sopladuras ni mermas de sección superiores al 5 por ciento.

4.4.2.5 Morteros de cemento

Se definen los morteros de cemento como la masa constituida por áridos finos, cemento y agua. Eventualmente puede contener algún producto de adición para mejorar algunas de sus propiedades, cuya utilización deberá haber sido aprobada por el Director de la Obra. Todos los materiales que se emplean deberán cumplir previamente las condiciones exigidas por la “Instrucción para el Proyecto y la Ejecución de Obras de Hormigón en Masa o Armado, EHE”.

4.4.2.6 carpintería metálica y cerrajería

Los perfiles empleados serán especiales de doble junta y cumplirán todas las prescripciones legales. No se admitirán rebabas ni curvaturas rechazándose los elementos que adolezcan de algún defecto de fabricación.

4.4.2.7 Instalaciones eléctricas

a) Normas: Todos los materiales que se empleen en la instalación eléctrica, deberán cumplir las prescripciones técnicas que dictan las normas internacionales C.B.I., los Reglamentos para instalaciones eléctricas actualmente en vigor, así como las normas técnico-prácticas de la compañía suministradora de Energía.

b) Conductores: Los conductores de la instalación son conductores de baja tensión. Estos serán de cobre de nudo recocido normalmente con formación de hilo hasta 6 mm², y de varios hilos a partir de dicha sección. Los cables denominados de “instalación” irán alojados en tubería protectora.

4.4.2.8 Materiales no especificados

Todos los materiales a usar en obra y que no estén especificados en el presente Pliego, cumplirán todas las prescripciones referentes a ellos, de carácter oficial, que estén vigentes en el momento de su puesta en obra. Deberán así mismo cumplir las especificaciones que dicte el Director, la cual podrá, antes de su toma de decisión, exigir al Contratista cuantos datos sean oportunos, e incluso la realización de los ensayos que estime pertinentes.

4.4.3 Condiciones que deben cumplir las unidades de obras

4.4.3.1 Morteros

Dosificación de morteros. Se fabricarán los tipos de morteros especificados en las unidades de obra, indicándose cual ha de empelarse en cada caso para la ejecución de las distintas unidades de obra.

Fabricación de morteros. Los morteros se fabricarán en seco, continuándose el batido después de verter el agua en la forma y cantidad fijada, hasta obtener una pasta homogénea de color y consistencia uniforme sin palomillas ni grumos.

4.4.3.2 Carpintería metálica

Para la construcción y montaje de elementos de carpintería metálica se observarán rigurosamente las indicaciones de los planos del proyecto. Todas las piezas de carpintería metálica deberán ser montadas, necesariamente, por la casa fabricante o personal autorizado por la misma, siendo el suministrador el responsable del perfecto funcionamiento de todas y cada una de las piezas colocadas en la obra. Todos los elementos se harán en locales cerrados y desprovistos de humedad, asentadas las piezas sobre rastreles de madera, procurando que queden bien niveladas y no haya ninguna que sufra albeo o torcedura alguna. La medición se hará por metro cuadrado de carpintería, midiéndose entre lados exteriores. En el precio se incluyen los herrajes, junquillos, retenedores, etc... pero queda exceptuada la pintura y colocación de cercos.

4.4.3.3 Instalación eléctrica

Condiciones de ejecución. La ejecución de las instalaciones se ajustará a lo especificado en el reglamento vigente y a las disposiciones complementarias que puedan haber dictado de la Delegación de Industria en el ámbito de su competencia. Así mismo, en el ámbito de las instalaciones que sea necesario, se seguirán las normas de la Compañía Suministradora de Energía. Se cuidará en todo momento que los trazados guarden las condiciones de paralelismo, horizontalidad y verticalidad necesarias donde esto sea de aplicación. Los cruces con tuberías de agua se reducirán al mínimo indispensable, y se cuidarán de la forma reglamentaria. En todos los cambios de sección de tubos, y en los sitios donde sea necesario sacar derivaciones o alimentación a algún aparato o punto de luz, se empelarán cajas de derivación. Las tuberías empotradas podrán fijarse con yeso y las que vayan sobre muros, por medio de grapas o abrazaderas que las separen al menos 5 mm de aquellos.

Conductores. Los conductores se introducirán con cuidado en las tuberías en el caso de que no estén a la intemperie o bajo bandeja, para evitar dañar su aislamiento. No se permitirá que los conductores tengan empalmes. En caso de tener que realizarlos se harán en la caja de derivación y siempre por medio de clemas o conectores. El color de la envoltura de los conductores activos se diferenciará de las de los conductores de neutro y tierra, exigiéndose el color negro para el conductor de neutro y verde claro para el conductor de protección. Se recomienda que los colores de la envoltura de los conductores activos sean rojo, blanco y azul para la diferenciación de cada una de las fases. La medición se hará por punto de luz o enchufes para cada unidad de estos, en los

que se incluyen los mecanismos y parte proporcional de tubería. Las líneas generales se medirán en unidad independiente.

4.4.4 Disposiciones finales

4.4.4.1 Materiales y unidades no descritos en el Pliego

Para la definición de las características y forma de ejecución de los materiales y partidas de obra no descritos en el presente Pliego, se remitirán las descripciones de los mismos, realizados en los restantes documentos de este proyecto.

4.4.4.2 Prevenciones

a) Que da terminantemente prohibida la entrada a la instalación a toda persona ajena al servicio y obra.

b) Queda terminantemente prohibido fumar, encender mecheros o cerillas ni cualquier otra clase de combustible que no esté debidamente justificada siguiendo las máximas medidas de precaución.

c) Queda totalmente prohibido tocar partes en tensión de la instalación, a pesar de que esta se encuentre aislada.

d) Queda terminalmente prohibido el almacenaje de cualquier tipo de objeto, en el interior de la central fotovoltaica, que no esté destinado al servicio de la misma.

4.4.4.3 Certificados y documentación

Se aportará, como norma general, para la tramitación de las distintas licencias ante los organismos competentes la siguiente documentación:

- Autorización administrativa.
- Proyecto, suscrito por técnico competente.
- Certificado de tensiones de paso y contacto, por parte de empresa homologada.
- Certificado de Dirección de Obra o Dirección Facultativa.
- Pre-Contrato o escrito de conformidad por parte de compañía eléctrica.

Así mismo, se aportará cualquier otra documentación requerida por parte del organismo competente, y número de copias necesarias de cualquier documento para la tramitación correspondiente.

4.4.4.4 Libro de incidencias

Se dispondrá en el emplazamiento, en lugar conocido, el libro de incidencias u órdenes, en el que se harán constar las incidencias que hayan podido surgir durante la ejecución de la obra.

5. CONCLUSIONES

La evolución de las energías renovables ha generado un gran interés en el sector eléctrico. La posibilidad de generar electricidad de forma respetuosa con el medio ambiente contribuyendo a la disminución de la emisiones contaminantes a la atmósfera unido a la posibilidad de recibir una prima económica por contribuir a ello, hace que muchos particulares y empresas se planteen la implantación de estos sistemas de generación respetuosos con el medio ambiente, ya sean sistemas solares o eólicos.

Por ello para analizar un proyecto de una instalación solar fotovoltaica no hay que tener en cuenta simplemente el tiempo de amortización de la instalación y el dinero que se pueda generar anualmente a partir de ese momento, si no que es necesario crear una conciencia social para no enfocar la implantación de energías renovables solo desde el punto de vista de las subvenciones y el dinero. El echo de crear una instalación solar fotovoltaica se convierte en un gesto hacia el medio ambiente, pero hay que tener en cuenta otros factores que a pesar de no ser recompensados con una cantidad económica poseen una gran importancia, es necesario fomentar el uso de materiales adecuados para la instalación, controlar los trabajos que han de realizarse para crear la instalación, respetar la naturaleza original del emplazamiento, etc... Esto se traduce en buscar la forma de crear una instalación de energía renovable siempre con el pensamiento principal de hacerlo por contribuir al uso de energías limpias y no con el único pensamiento de obtener el mayor beneficio monetario posible.

En el actual proyecto se ha obtenido un análisis económico favorable, si todo transcurre como lo previsto la instalación será amortizada en aproximadamente 19 años. La integración en el edificio es buena, al existir un techo plano su instalación no ha alterado el diseño original del edificio provocando un impacto visual mínimo.

El proyecto también tiene como utilidad analizar si la última normativa implantada con respecto a las energías renovables (Real Decreto 1578/2008 de 26 de Septiembre) permite realizar instalaciones rentables económicamente. Si bien es cierto que con la reducción de las subvenciones se obtiene mucha menos retribución por una misma instalación, se consigue disminuir única intención de negocio que algunas empresas veían en la ley anterior, aún con ello pueden conseguirse instalaciones económicamente rentables.

El objetivo principal del proyecto es diseñar una instalación fotovoltaica óptima en dicho edificio, pero además se quiere analizar si con esta instalación se convierte en autosostenible, a pesar de que la energía generada se inyecte a la red y no se consuma directamente. Para ello se han obtenido datos reales de consumo eléctrico del edificio, que funciona como biblioteca. Su consumo anual está en torno a los 20000 kWh anuales y con la instalación fotovoltaica se obtienen 29416 kWh anuales. Claramente se deduce que el edificio es autosostenible, la instalación fotovoltaica ubicada en el techo es capaz de generar más energía de la que consume.

La realización del proyecto ha servido para comprobar la utilidad del programa de diseño PVSYST. Las posibilidades del programa son muy amplías en cuanto a las diversas posibilidades de diseño de una instalación. Además posee datos meteorológicos de diferentes emplazamientos e incluye la posibilidad de editar e introducir nuevos datos de otros lugares. El programa dispone de un amplio catálogo de inversores y

módulos, adaptables a cualquier tipo de instalación fotovoltaica. La simplicidad y precisión en los resultados del programa lo convierte en una herramienta muy útil para diseño de instalaciones solares y consigue que el usuario adquiera conocimientos acerca de los diferentes diseños de instalaciones.

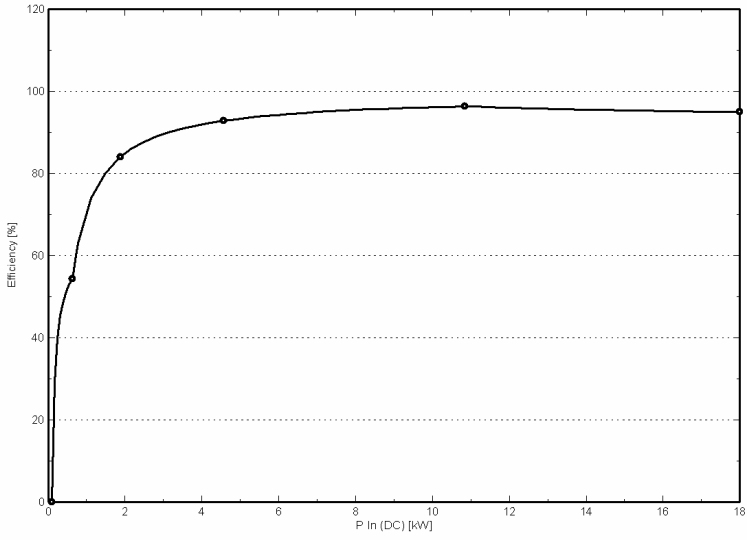
Con todo ello se puede afirmar que las instalaciones de energía solar fotovoltaica se convierte en un sistema alternativo y adecuado de generación de energía eléctrica cada vez más accesible favoreciendo al medio ambiente y convirtiéndose en una posible fuente de ingresos.

6. ANEXOS

En el anexo se incluyen los manuales de todos los equipos usados en la instalación, así como posibles manuales de instalación. Además se incluyen cálculos necesarios para la elaboración de la memoria, así como ciertos resultados de las diferentes simulaciones no incluidos en otros apartados del proyecto.

Equipos

Inversor

PVSYST V4.1					07/07/09 17h11
Characteristics of a grid inverter					
Manufacturer, Model :		Solar Konzept, SKN 403			
Availability :		Produced from 1992			
Data source :		Photon Mag.			
File :		SolarKonzept_SKN 403.OND of 01/07/08 12h00			
Input characteristics (PV array side)					
Operating mode		MPPT			
Minimum operation voltage	Vmin	300 V	Nominal PV power	Pnom DC	18 kW
Maximum operation voltage	Vmax	450 V	Maximum PV power	Pmax DC	19 kW
Maximum PV array voltage	Vmax array	560 V	Maximum PV current	Imax DC	N/A A
Minimum voltage for Pnom	Vmin PNom	N/A V	Input Power Threshold	Pthresh.	90 W
Behaviour at Vmin and Vmax		Limitation	Behaviour at PNom		Limitation
Output characteristics (AC voltage side)					
Grid voltage	Unom	400 V	Nominal AC output power	Pnom AC	18 kWac
Grid frequency	Freq	50 Hz	Maximum AC output power	Pmax AC	18 kWac
	Triphased		Nominal AC output current	Inom AC	26 A
Efficiency	Max Eff.	96.4 %	Maximum AC output current	Imax AC	32 A
European average efficiency	Euro Eff.	93.8 %			
Remarks and Technical Features					
Technology: Without transfo, Thyristor			Sizes: Width 600 mm		
Protection: IP 54, LCD 2x4 car.			Height 1600 mm		
Control:			Depth 400 mm		
			Weight130.00 kg		
Efficiency profile vs Input power					
					

Módulos fotovoltaicos



- ♦ Módulos fabricados con los máximos estándares de calidad
- ♦ Células ultrafinas de alto rendimiento
- ♦ Generando energía desde hace casi 30 años
- ♦ Solidez y fiabilidad
- ♦ Homologado y certificado por TÜV



Para conocer más detalles, por favor, visite isofoton.com

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ISF-180 / 185 / 190 / 195 / 200

Módulos solares monocristalinos



CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

TIPO DE CÉLULA	Silicio monocristalino, texturada, con capa antirreflexiva, tamaño 156 mm x 156 mm
CONTACTOS	Redundantes, múltiples, en cada célula
Nº DE CÉLULAS POR MÓDULO	54 células en serie
ESTRUCTURA	1) Vidrio templado y microestructurado de alta transmisividad 2) Células laminadas en EVA (etilen-vinil acetato) 3) Capa posterior de Tedlar / Poliéster de varias capas
MARCO	Aluminio anodizado
TOMA DE TIERRA	Si
TALADRO ANTIRROBO	Si
INTERCONEXIÓN	PCB
CAJAS DE CONEXIÓN	1 x IP 65 con diodo de bypass
TERMINAL DE CONEXIÓN	Bornera atomillable con posibilidades de soldadura
CABLES	1 m (+); 1 m (-); 4 mm ² Multicontact MC4 o compatibles

VALORES CARACTERÍSTICOS PARA LA INTEGRACIÓN DEL SISTEMA

TENSIÓN MÁXIMA PERMISIBLE EN SISTEMA	1.000 V
SOBRECARGA EN CORRIENTE INVERSA	2 h de sobrecarga al 135% del valor máximo de protección
MÁXIMA CARGA FÍSICA ADMISIBLE	2.400 Pa
CONDICIONES DE OPERACIÓN	-40°C a 85°C
RESISTENCIA AL IMPACTO	Granizo de 25 mm, desde 1 m de distancia a 23 m/s

CARACTERÍSTICAS GENERALES

DIMENSIONES	1.515 x 982 x 40 mm
PESO	16,8 Kg
CONDICIONES DE EMBALAJE	25 módulos por caja (posibilidad de 4 módulos por caja)
TAMAÑO CAJA EMBALAJE 25 uds.	1.585 x 1.055 x 1.220 mm (materiales reciclables)



LISTADO DE CERTIFICACIONES: CE, IEC 61215 (TÜV), IEC 61730 aplicación Clase A (TÜV), UL, IEC IECCE, PV-GAP



**CENTRO DE INVESTIGACIÓN
Y PRODUCCIÓN:**
Parque Tecnológico Andalucía (PTA)
C/ Severo Ochoa, 50
29590 Málaga (España)
Tel.: +34 951 23 35 00
Fax: +34 951 23 32 10
isofoton.m@isofoton.com

OFICINA CENTRAL:
C/ Montalbán, 9
28014 Madrid (España)
Tel.: +34 91 414 78 00
Fax: +34 91 414 79 00
isofoton@isofoton.com

isofoton.com

OBSERVACIONES: ISOFOTÓN,
S.A. se reserva el derecho de
cambiar las especificaciones sin
previo aviso. Esta hoja técnica
comercial satisface las exigencias
de la norma EN 50380



COMPORTAMIENTO BAJO CONDICIONES ESTÁNDAR DE PRUEBA

	ISF-180	ISF-185	ISF-190	ISF-195	ISF-200
POTENCIA ELÉCTRICA MÁXIMA (P_{max})	180	185	190	195	200
TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO (V_{oc})	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6
TENSIÓN EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (V_{mpp})	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (I_{sc})	7,52	7,73	7,94	8,15	8,36
CORRIENTE EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (I_{mpp})	6,95	7,14	7,34	7,53	7,72
EFICIENCIA (%)	12,1%	12,4%	12,8%	13,1%	13,4%
TOLERANCIA DE POTENCIA (% P_{max})	±3%	±3%	±3%	±3%	±3%

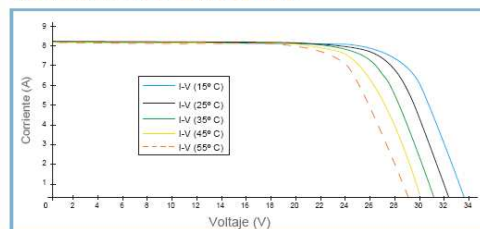
Datos medidos en simuladores solares Clase A, según IEC-60904-9 Ed.2, certificado por TÜV Rheinland

COMPORTAMIENTO A 800 W/m², NOCT, AM 1,5

	ISF-180	ISF-185	ISF-190	ISF-195	ISF-200
POTENCIA ELÉCTRICA MÁXIMA (P_{max})	128,8	132,4	135,9	139,5	143,1
TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO (V_{oc})	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
TENSIÓN EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (V_{mpp})	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (I_{sc})	6,05	6,22	6,39	6,56	6,73
CORRIENTE EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (I_{mpp})	5,60	5,75	5,91	6,06	6,22
TOLERANCIA DE POTENCIA (% P_{max})	±3%	±3%	±3%	±3%	±3%

Reducción del rendimiento desde 1000 W/m² a 200 W/m² a temperatura de 25°C según norma 60904-1: 80,5%

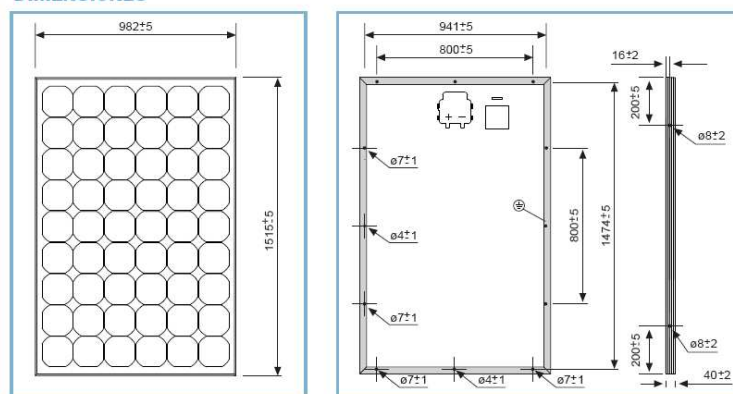
VARIACIÓN I-V DEL ISF-200 EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE LA CÉLULA



PARÁMETROS DE TEMPERATURA

TONC	47°C + / - 2°C
CCT I_{sc}	0,0294 %/ K
CCT V_{oc}	-0,387 %/ K
CCT P_{max}	-0,48 %/ K

DIMENSIONES



Conexiones



SISTEMAS DE CONEXION PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Sistema de conexión Multi-Contact MC 4



VENTAJAS DE PRODUCTO:

Corriente de medición
Max. 30 A a 4 mm² y 6 mm²
Max. 22 A a ≤ 2,5 mm²

Tensión max. del sistema 1000 V

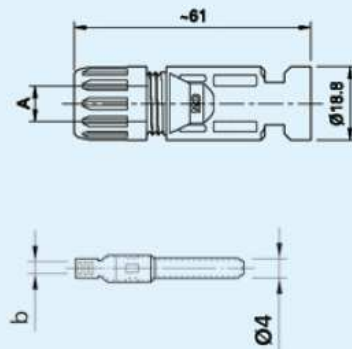
Grado de protección (enchufado) IP 67

Montaje fácil

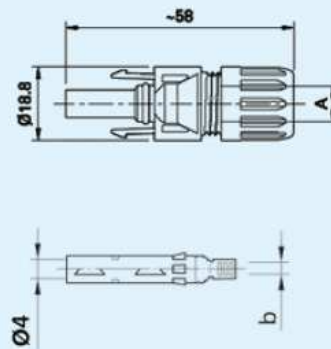
Sistema de conexión "Snap in"

Clase de protección II

Rango de temperatura -40 °C ... +90 °C



Conector FV macho PV-KST4...



Conector FV hembra PV-KBT4...

Cableado

energías renovables

instalaciones solares fotovoltaicas

TECSUN (PV) (AS)

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: **0,6/1 kV**

Norma básica: **DKE/VDE AK 411.2.3 Requirements for cables for PV systems HD 22.13**

Designación genérica: **PV1-F (AS)**

CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible



No propagación de la llama
UNE EN 60332-1-2



No propagación del incendio
EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5



Baja emisión de humos opacos
UNE EN 61034-2



Libre de halógenos
UNE EN 50267-2-1



Reducida emisión de gases tóxicos
NFC 20454



Muy baja emisión de gases corrosivos
UNE EN 50267-2-3



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a la abrasión



Resistencia a los golpes



Servicios móviles



Servicio en alta temperatura



Temperatura de servicio (instalación fija o móvil): -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años).

Tensión nominal: 0,6/ 1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).

Ensayo de tensión en alterna: 15 min, 6 kV.

Ensayo de tensión en continua: 15 min, 10 kV.

Otros ensayos eléctricos: resistencia de conductor, resistencia de aislamiento, resistencia superficial, ensayos de tensión... a 20 y 90 °C sumergido en agua y a 120 °C al aire. Ensayo de estabilidad en tensión continua: 10 días, 85 °C, agua salada, 1,5 kV (EN 50305-6).

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2; DIN VDE 0482 parte 332-1-2; DIN EN 60332-1-2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2; IEC 61034-2; DIN VDE 0482 parte 268-2; DIN EN 50268-2.
- Muy baja emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3; IEC 60754; NFC 20453; BS 6425-2; pH≥4,3; c ≤ 10 μs/mm; DIN EN 50264-1.
- Baja emisión de gases tóxicos: NES 713; NFC 20454 It ≤ 1,5; DIN EN 50305, It ≤ 3.

Resistencia a las condiciones climatológicas:

- Resistencia al ozono: DIN EN 50396, test tipo B; HD 22.2 test tipo B.
- Resistencia a los rayos UVA: UL 1581 (Xeno-test); ISO 4892-2 (método A); HD 506/A1-2.4.20.
- Resistencia a la absorción de agua: DIN VDE 0473-811-1-3; DIN EN 60811-1-3.

Otros ensayos:

- Resistencia al frío: Doblado a baja temperatura (DIN EN 60811-1-4). Impacto (similar a DIN EN 50305).
- Resistencia a la humedad en caliente: 1000 h, 90 °C y 85 % de humedad (EN 60068-2-78).
- Resistencia a la abrasión: Contra papel abrasivo (DIN EN 53516). Cubierta contra cubierta, cubierta contra metal y cubierta contra plástico (ensayo interno).
- Resistencia a la contracción: EN 60811-1-3.
- Resistencia a la presión a alta temperatura: EN 60811-3-1.
- Resistencia a la penetración dinámica: DKE/VDE 411.2.3.
- Dureza: 85 (DIN 53505).
- Resistencia a aceites minerales: 24 h, 100 °C (DIN VDE 0473-811-2-1; DIN EN 60811-2-1).
- Resistencia a ácidos y bases: 7 días, 23 °C, ácido n-oxálico, hidróxido n-sódico (EN 60811-2-1).
- Resistencia al amoníaco: 30 días, atmósfera saturada de amoníaco (ensayo interno).

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico, estañado.

Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20.000 h); 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito (máximo 5 s).

PRYSMIAN
CABLES & SYSTEMS
www.prysmian.es

energías renovables

instalaciones solares fotovoltaicas

TECSUN (PV) (AS)

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: 0,6/1 kV

Norma básica: DKE/VDE AK 411.2.3 Requirements for cables for PV systems HD 22.13

Designación genérica: PV1-F (AS)

DESCRIPCIÓN

AISLAMIENTO

Material: HEPR 120 °C similar a IEC 60502-1 (compuesto tipo EI6/EI8).

CUBIERTA

Material: EVA 120 °C según DIN VDE 0282-1, HD 22.1 (compuesto tipo EM4 / EM8). Doble capa. Color: Negro, rojo o azul.

APLICACIONES

Cable de alta seguridad (AS), especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos, soterrado o en equipos. Son aptos para aplicaciones con aislamiento de protección, (protección de clase II). También para conexión de paneles en serie.

NOTA: para sus accesorios de conexión ver Tecplug.

CABLES DISPONIBLES EN STOCK*

SECCIONES DISPONIBLES

SECCIÓN	COLOR CABLE	SECCIÓN	COLOR CABLE	SECCIÓN	COLOR CABLE
1 x 1,5	AZ-NE-RO	1 x 16	NE	1 x 95	NE
1 x 2,5	AZ-NE-RO	1 x 25	NE	1 x 120	NE
1 x 4	AZ-NE-RO	1 x 35	NE	1 x 150	NE
1 x 6	AZ-NE-RO	1 x 50	NE	1 x 185	NE
1 x 10	NE	1 x 70	NE	1 x 240	NE

Código de colores:

AZ-Azul ; NE-Negro ; RO-Rojo. Otras posibilidades, consultar.

* Sujeto a modificaciones (consultar tarifa vigente).

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor mín.) mm	Diámetro exterior del cable (valor máx.) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caída de tensión (continua o alterna cos φ = 1) V/A km
1x1,5	1,6	4,4	4,8	29	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	4,7	5,1	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,2	5,6	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	5,7	6,1	76	3,39	59	6,74
1x10	4,0	6,8	7,2	120	1,95	82	4
1x16	5,5	8,3	9,0	178	1,24	110	2,51
1x25	6,4	10,0	10,7	273	0,795	140	1,59
1x35	7,5	11,1	11,8	364	0,565	174	1,15
1x50	9	12,6	13,3	500	0,393	210	0,85
1x70	10,8	14,4	15,2	686	0,277	269	0,59
1x95	12,6	16,2	17	899	0,21	327	0,42
1x120	14,3	17,7	18,7	1131	0,164	380	0,34
1x150	15,9	19,7	20,7	1382	0,132	438	0,27
1x185	17,5	21,3	22,3	1669	0,108	500	0,22
1x240	20,5	24,2	25,5	2208	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica (corriente continua o alterna) en bandeja al aire (40°C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13 (1x monofásica).

Radio mínimo de curvatura = 3 x diámetro exterior. Tensión máxima de tracción: 15 N/mm² en posición final, 50 N/mm² durante la instalación.


www.prysmian.es

energías renovables

instalaciones solares fotovoltaicas

AFUMEX 1000 V (AS)



Tensión nominal: **0,6/1 kV**

Norma básica: **UNE 21123-4**

Designación genérica: **RZ1-K (AS)**



CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible



No propagación de la llama
UNE EN 60332-1-2



No propagación del incendio
UNE EN 50266-2-4



Baja emisión de humos opacos
UNE EN 61034-2



Libre de halógenos
UNE EN 50267-2-1



Reducida emisión de gases tóxicos
NFC 20454



Muy baja emisión de gases corrosivos
UNE EN 50267-2-3



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta

- Norma constructiva: UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: UNE EN 50266-2-4; IEC 60332-3; NFC 32070-C1.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1 ; IEC 60754-1 ; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: NES 713 ; NFC 20454 ; $It \leq 1,5$.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2 ; IEC 61034-2.
- Muy baja emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3 ; IEC 60754-2 ; NFC 20453 ; BS 6425-2 ; $pH \geq 4,3$; $C \leq 10 \mu S/mm$.

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: Flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.
Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.
 (Ver tabla de colores según número de conductores).

CUBIERTA

Material: Mezcla especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.
Color: Verde, con franja de color identificativa de la sección y que permite escribir sobre la misma para identificar circuitos (ver colores en página siguiente).



APLICACIONES

Cable de alta seguridad (AS), libre de halógenos, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida para redes de BT subterráneas y conexiones de interior en instalaciones fotovoltaicas (ver esquema de aplicación).

energías renovables

instalaciones solares fotovoltaicas

AFUMEX 1000 V (AS)



Tensión nominal: **0,6/1 kV**

Norma básica: **UNE 21123-4**

Designación genérica: **RZ1-K (AS)**



CÓDIGO DE COLORES DE FRANJAS IRIS TECH DE LA CUBIERTA

Sección	Color	Sección	Color	Sección	Color
1,5	Rojo	6	Gris	≥ 25	Blanco
2,5	Azul	10	Naranja		
4	Marrón	16	Azul Claro		

CABLES DISPONIBLES EN STOCK*

SECCIONES DISPONIBLES EN STOCK

1 conductor (NE)			2 conductores (AZ-MA)			4 conductores (AZ-GR-MA-NE)			5 conductores (AV-AZ-GR-MA-NE)		
1 x 1,5	1 x 2,5	1 x 4	2 x 1,5	2 x 2,5	2 x 4	4 x 6	4 x 10	4 x 16	5 G 1,5	5 G 2,5	5 G 4
1 x 6	1 x 10	1 x 16	2 x 6	2 x 10	2 x 16	4 x 25	4 x 35	4 x 50	5 G 6	5 G 10	5 G 16
1 x 25	1 x 35	1 x 50	3 conductores (AV-AZ-MA)			4 x 70	4 x 95	4 x 120	5 G 25	5 G 35	-
1 x 70	1 x 95	1 x 120	3 G 1,5	3 G 2,5	3 G 4	4 x 150	4 x 185	4 x 240			
1 x 150	1 x 185	1 x 240	3 G 6	3 G 10	3 G 16	**4 G 1,5	**4 G 2,5	**4 G 4			
1 x 300	1 x 400					**4 G 6	**4 G 10	**4 G 16			

* Sujeto a modificaciones. (Consultar tarifa vigente).

** AV-GR-MA-NE.

Código de colores:

AV-Amarillo/Verde ; AZ-Azul ; GR-Gris ; MA-Marrón ; NE-Negro.

Nota: La "G", en lugar del signo "x", indica que incluye conductor de protección amarillo/verde.

Estructuras

Estructura de aplicación fotovoltaica | Datos técnicos

Conergy SolarFamulus

Conergy SolarFamulus ha sido desarrollado para usarlo en el exterior y sobre tejados planos. La estructura permite la disposición de hasta 10 m. de largo en un solo sistema en vertical. Cualquier modelo de módulo con marco puede

ser instalado tanto horizontal como verticalmente. Rápido y sencillo de instalar, no requiere herramientas especiales, por lo que su utilización es universal.



Ángulo de montaje óptimo.

Gracias al ángulo de montaje óptimo deseado se logra un rendimiento energético elevado.

Montaje rápido.

Todos los componentes han sido preconfeccionados conforme al tipo de módulo elegido. La sencilla instalación permite cortos tiempos de montaje con uso reducido de herramientas.

Elevada seguridad.

Las estructuras adosables disponen a petición de una resistencia comprobable.

Vida útil prolongada. Los componentes utilizados se fabrican de aluminio y de acero inoxidable. Su elevada protección a la corrosión garantiza una larga vida útil.

Precios atractivos.

Nuestra fabricación optimizada permite adaptaciones individuales con plazos de entrega muy cortos y a la vez precios muy económicos.

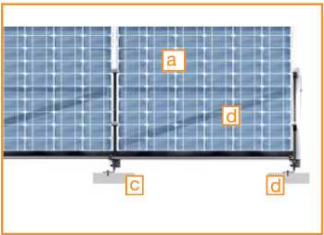
Gran compatibilidad de módulos.

Es posible utilizar, prácticamente todos los tipos de módulos con marco de diferentes fabricantes.

Durabilidad garantizada. Conergy ofrece una garantía de 10 años sobre los materiales utilizados.

Vista de conjunto

- a Módulo fotovoltaico con marco
- b Estructura
- c Soportes de hormigón
- d Refuerzo horizontal y diagonal
- e Raíles Norte-Sur



Ubicación	Tejado plano, campo abierto
Altura max. de edificación	Especificación individual
Acumulación de nieve	Especificación individual
Módulos	Con marco
Disposición de los módulos	En línea (hasta 10 m. por estructura)
Alineación	Vertical y horizontal
Angulo	Especificación individual
Config. del campo de módulos	Ilimitado
Posición del campo de módulos	Libre
Distancia desde el suelo	8-10 cm (consultar distancias mayores)
Norma	Documento Básico SE-AE; Eurocode 9, parte 1.13
Tipos de perfiles	Aluminio extruido (ENAW 6060/6063)
Tornillería	Acero inoxidable (V2A)
Color	Natural
Protección contra rayos	Opcional, posible contra recargo
Garantía	10 años sobre la durabilidad de los materiales

Portacables

Bandejas portacables Bandequint

QUINTELA

Aplicaciones

Diseñadas para canalizar y distribuir grandes cantidades de conductores. Utilizadas en instalaciones industriales, hospitales, aeropuertos, centros comerciales, edificios de oficinas, etc.

Características generales

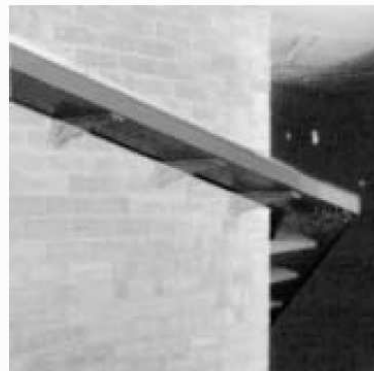
- Elaboradas en PVC de categoría M1.
- Perfil de la bandeja de estructura alveolar el cual ofrece mayor resistencia mecánica, comparada con las bandejas macizas.
- Treinta (30%) más livianas que las bandejas de estructura maciza.
- Diseñadas para ser instaladas en ambientes hostiles: resistentes a la corrosión y a la intemperie, resistentes a la radiación UV.
- Disponibilidad de bandejas lisas y perforadas, amplia gama de modelos.
- Tapa de seguridad de fácil fijación, garantizando alta protección contra la penetración de cuerpos sólidos, resistente a los impactos.
- Completa gama de accesorios.
- Homologaciones: Premio IF de Hannover al diseño industrial, Bureau Veritas, Telefónica, y CE.

Especificaciones técnicas del PVC M1

Material	PVC Clasificación M1, UNE 23.727-90.
Resistencia al envejecimiento	Resultado satisfactorio a los ensayos de laboratorio. Cálculo acelerado por radiaciones ultravioleta, cálculo de pérdida de propiedades mecánicas por impacto.
Rigidez dieléctrica	258 kV/cm.
Temperatura de operación	-40 °C hasta +60°C.
Ensayo de resistencia a la llama	Autoextinguible. Norma UNE 53351/86.
Cálculo índice de humo	Clasificación F: F-4.
Coefficiente de dilatación lineal	0,06 mm °C m.
Ensayo de hilo incandescente	Grado de severidad 960°C. Resultado satisfactorio.

Especificaciones técnicas de las bandejas de PVC Bandequint










Protección contra daños mecánicos	IPXX9, según UNE 20.324-89 y NFC 20-010.
Ensayo de resistencia al impacto de bajas temperaturas	Resultado satisfactorio, según NFC 68-102.
Ensayo de fijación de tapa	Resultado satisfactorio.
Protección contra la penetración de cuerpos sólidos:	Bandeja lisa IP-4XX. Bandeja perforada: IP-2XX. según UNE 20.324-89.
Certificaciones y homologaciones	CE, Bureau Veritas, Telefónica, EQNet, UNE, EN, ISO 9001, Premio de diseño industrial otorgado por IF en Hannover.



Bandejas portacables Bandequint

QUINTELA

Bandejas y accesorios

Dimensiones (mm)		300 x 40	300 x 60	300 x 100	400 x 40	400 x 60	400 x 100	600 x 100
Bandejas 	Modelo/Perforadas	BP-304	BP-306	BP-310	BP-404	BP-406	BP-410	BP-610
	Modelo/Lisas	BL-304	BL-306	BL-310	BL-404	BL-406	BL-410	BL-610
	Dimensiones A x B x L (mm)	300 x 40 x 3000	300 x 60 x 3000	300 x 100 x 3000	400 x 40 x 3000	400 x 60 x 3000	400 x 100 x 3000	600 x 100 x 3000
	Material	PVC M1/ Gris						
Tapas para bandejas 	Función	Canalización de grandes cantidades de conductores.						
	Modelo	CU-300	CU-300	CU-300	CU-400	CU-400	CU-400	CU-600
	Dimensiones A x L (mm)	300 x 3000	300 x 3000	300 x 3000	400 x 3000	400 x 3000	400 x 3000	600 x 3000
	Material	PVC M1/ Gris						
Tapas finales 	Función	Protección contra penetración de cuerpos sólidos en la bandeja.						
	Modelo	FC-304	FC-306	FC-310	FC-404	FC-406	FC-410	FC-610
	Dimensiones A x B (mm)	300 x 40	300 x 60	300 x 100	400 x 40	400 x 60	400 x 100	600 x 100
	Material	PVC M1/ Gris						
Uniones bandejas 	Función	Cerrar los extremos laterales de las tapas y bandejas.						
	Modelo	EB-40	EB-60	EB-100	EB-40	EB-60	EB-100	EB-100
	Dimensiones B (mm)	40	60	100	40	60	100	100
	Material	PVC M1/ Gris						
Ángulos 90° con tapa 	Función	Establecer unión entre dos (2) bandejas.						
	Modelo	A90-304	A90-306	A90-310	A90-404	A90-406	A90-410	A90-610
	Material	PVC M1/ Gris						
	Función	Cambiar trayectoria y dar acabado final, a los cortes de las bandejas con ángulos de 90°.						
Ángulos cóncavos con tapa 	Modelo	C90-CC304	C90-CC306	C90-CC310	C90-CC404	C90-CC406	C90-CC410	C90-CC610
	Material	PVC M1/ Gris						
	Función	Cambiar trayectoria y dar acabado final, a los cortes de las bandejas en ángulos cóncavos.						
	Modelo	C90-CX304	C90-CX306	C90-CX310	C90-CX404	C90-CX406	C90-CX410	C90-CX610
Ángulos convexos con tapa 	Material	PVC M1/ Gris						
	Función	Cambiar trayectoria y dar acabado final, a los cortes de las bandejas en ángulos convexos.						
	Modelo	CH-300	CH-300	CH-300	CH-400	CH-400	CH-400	CH-600
	Material	PVC M1/ Gris						
Soporte o consola horizontal 	Función	Fijación y soporte de las bandejas en una pared.						
	Modelo	CS-300	CS-300	CS-300	CS-400	CS-400	CS-400	CS-600
	Material	PVC M1/ Gris						
	Función	Fijación y soporte de las bandejas al techo.						
Derivación 90° 	Modelo	DT-40	DT	DT	DT-40	DT	DT	DT
	Material	PVC M1/ Gris						
	Función	Establecer conexiones ramales o derivaciones en T.						

Bandejas portacables Bandequint

QUINTELA

Carga de soporte

Tipo de soporte	Modelos	Carga máxima @ 30°C (Kg)
Cónsolas Horizontales 	CH-100	175
	CH-150	175
	CH-200	175
	CH-300	225
	CH-400	275
	CH-600	300
	CHF-600	350
Cónsolas de suspensión 	CS-100	62
	CS-150	74
	CS-200	82
	CS-300	105
	CS-400	115
	CS-600	123



Protecciones

Serie Simon 11

La gama de fusibles **Simon 11** está diseñada para su perfecta aplicación tanto instalaciones residenciales como industriales.

Las principales ventajas de la **Simon 11** son las siguientes:

1 Fácil instalación y reemplazamiento: Su diseño y tamaño hacen a la gama de fusibles cilíndricos **Simon 11** ideales para instalaciones terciarias por su facilidad tanto en el montaje inicial como en su reemplazamiento.

2 Durabilidad: Los conductores de cobre electrolítico, por su diseño, están preparados para garantizar una larga duración en servicio del elemento.

3 Perfecta respuesta eléctrica ante el cortocircuito: En su interior queda totalmente asegurada la **expandibilidad casi nula de los gases** que se producen con el cortocircuito. La alta compactación de la arena tras estudios granulométricos exhaustivos es la responsable de este comportamiento físico. Además los modernos sistemas de producción aseguran una respuesta de funcionamiento homogénea de todos los fusibles.

Por otra parte, la calidad del receptáculo cerámico asegura en todos los casos la **respuesta adecuada al choque térmico**. Garantiza una total seguridad contra cortocircuitos y sobrecargas en las instalaciones de distribución y redes de cables. Está también indicada, por sus características, para proteger circuitos con corrientes de sobrecarga de corta duración.

La curva de fusión de los fusibles es de clase **gL/gG** siendo su capacidad de ruptura de 100 kA para 500 V~.

Por otra parte, la selectividad de los fusibles está, aproximadamente, en relación 1 a 1,6 de menor tamaño.

La gama **Simon 11** está diseñada según normas UNE-EN 60269-1: 2000, UNE-EN 60269-3: 1996 + A1: 2004 UNE-HD, 60269-3-1:2009.

Fusibles cilíndricos clase gL/gG



CURVAS DE FUSIÓN
Ver págs. 458/461

TAMAÑO	IN [A]	ARTICULOS Con indicador	ARTICULOS Sin indicador	Potencia disipada W	Tensión V~	Poder de corte kA
8x32	2	11928 -31	11929 -31	1,8	400	20
	4	11930 -31	11931 -31	1,8		
	6	11932 -31	11933 -31	1,8		
	10	11934 -31	11935 -31	1,1		
	16	11936 -31	11937 -31	1,5		
	20	11938 -31	11939 -31	2,0		
	25	11940 -31	11941 -31	1,7		
10x38	2	11942 -31	11943 -31	1,8	500	100
	4	11944 -31	11945 -31	1,7		
	6	11946 -31	11947 -31	2,5		
	10	11950 -31	11951 -31	1,0		
	16	11954 -31	11955 -31	1,5		
	20	11956 -31	11957 -31	1,8		
	25	11958 -31	11959 -31	2,0		
14x51	32	11960 -31(1)	11961 -31(1)	2,9	500	100
	4	11962 -31	11963 -31	1,8		
	6	11964 -31	11965 -31	2,5		
	10	11968 -31	11969 -31	1,3		
	16	11972 -31	11973 -31	1,7		
	20	11974 -31	11975 -31	2,5		
	25	11976 -31	11977 -31	2,6		
22x58	32	11978 -31	11979 -31	3,3	500	100
	40	11980 -31	11981 -31	3,5		
	50	11982 -31(1)	11983 -31(1)	4,5		
	16	11984 -31	11985 -31	3,3		
	20	11986 -31	11987 -31	1,9		
	25	11988 -31	11989 -31	1,8		
	32	11990 -31	11991 -31	4,3		
	40	11992 -31	11993 -31	4,0	500	100
	50	11994 -31	11995 -31	5,3		
	63	11996 -31	11997 -31	5,7		
	80	11998 -31	11999 -31	6,4		
	100	11900 -31(1)	11901 -31(1)	9		

(1) Fusibles sobrecalibrados. Tensión de servicio 400 V~

Bases portafusibles seccionables para carril DIN

Cumplen con las normas IEC 60.947-1 y IEC 60.947-3

Las bases de tamaño 8x32 disponen de espacio para ubicar un fusible de recambio.

Se suministran sin fusibles.

Las bases de tamaño 14x15 y 22x58 pueden anclarse en carril DIN o en pared.



ARTICULO	DESCRIPCION	MODULOS
11101 -60	Unipolar 25 A 400 V, tamaño 8x32	1
11201 -60	Bipolar 25 A 400 V, tamaño 8x32	2
11301 -60	Tripolar 25 A 400 V, tamaño 8x32	3
11601 -60	Tripolar+neutro 25 A 400 V, tamaño 8x32	3



11102 -60	Unipolar 32 A 690 V, tamaño 10x38	1
11202 -60	Bipolar 32 A 690 V, tamaño 10x38	2
11302 -60	Tripolar 32 A 690 V, tamaño 10x38	3
11602 -60	Tripolar+neutro 32 A 690 V, tamaño 10x38	3



11103 -60	Unipolar 50 A 690 V, tamaño 14x51	1,5
11203 -60	Bipolar 50 A 690 V, tamaño 14x51	3
11303 -60	Tripolar 50 A 690 V, tamaño 14x51	4,5
11603 -60	Tripolar+neutro 50 A 690 V, tamaño 14x51	6

11104 -60	Unipolar 100 A 690 V, tamaño 22x58	2
11204 -60	Bipolar 100 A 690 V, tamaño 22x58	4
11304 -60	Tripolar 100 A 690 V, tamaño 22x58	6
11604 -60	Tripolar+neutro 100 A 690 V, tamaño 22x58	8

FUSIBLE
DE RECAMBIO



CERRADO



ABIERTO

Fusibles adaptados a las necesidades del sector fotovoltaico

Caracterizados por débiles corrientes de defecto

Las células y los paneles fotovoltaicos son fuentes de corriente continua. Si los fusibles que protegen cargas alimentadas por corriente alterna de las grandes redes reaccionan a intensidades de defecto de muy alta intensidad, los utilizados en fotovoltaica son fundamentalmente diferentes. Ferraz Shawmut se posiciona en este mercado en auge con productos específicos capaces de eliminar corrientes de defecto, el valor de las cuales es de 2 a 3 veces la intensidad nominal... lo que exige una experta concepción y de la experiencia.

Validados en condiciones reales

El funcionamiento de los fusibles es en realidad más severo bajo las corrientes débiles de defecto que bajo las fuertes corrientes de corto circuito, en el caso de un circuito donde el corte se hace bajo tensión continua. Los tiempos de fusión son largos y el corte difícil. Por este motivo es esencial hacer validaciones minuciosas y detalladas, y para esto Ferraz Shawmut ha realizado un importante trabajo en sus plataformas de ensayos de Newburyport (USA) y Saint-Bonnet-de-Mure (Francia)

Helio

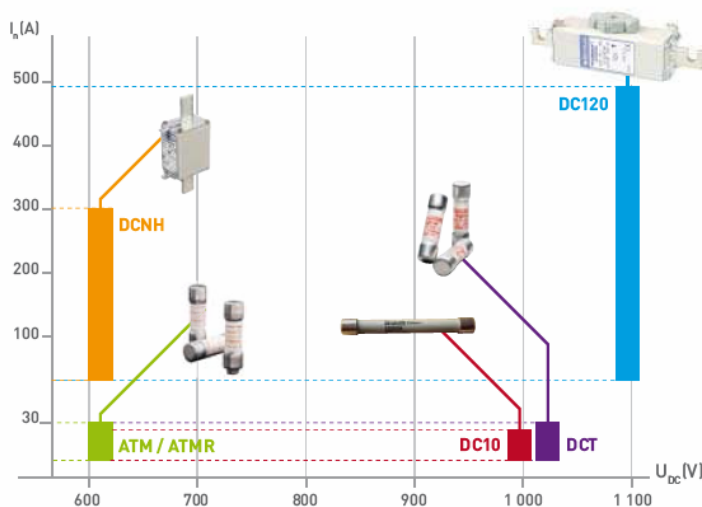
Helio es el nombre de la marca creada por Ferraz Shawmut para la protección en el sector fotovoltaico. La oferta de productos dedicada a este mercado en auge está compuesta por Helio Fuse, Helio Switch, Surge Trap y Helio Box.

Definición de un fusible Helio

Cuando una corriente de defecto aparece en un circuito de corriente continua, la ausencia del paso por cero de la tensión hace que el corte del defecto sea más delicado que para un circuito de corriente alterna, ya que sólo el arco generado fuerza la intensidad a decrecer hasta cero.

Un corte correcto depende de tres parámetros: El valor de la tensión continua, el valor de la constante de tiempo (L/R) del circuito de defecto y el valor de la corriente de defecto. El posible bajo nivel de la sobrecarga a eliminar, en el caso de un equipo fotovoltaico, es una condición muy difícil para un fusible!

En consecuencia, los fusibles desarrollados por Ferraz Shawmut – Fusibles Helio – están pensados para aumentar la protección de las personas y la del circuito.



Oferta producto

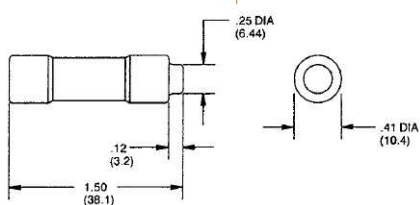
HelioFuse ATMR 600Vcc



Poder mínimo de corte = 1.35I _n ; Poder máximo de corte = 100kA			
Tensión máx de funcionamiento = Tensión nominal	Calibre (A)	Nº Ref. Catálogo	Embalaje
600Vcc UL/CSA L/R = 10ms	5	ATMR5	10
	8	ATMR8	10
	10	ATMR10	10
	15	ATMR15	10
	20	ATMR20	10
	25	ATMR25	10
	30	ATMR30	10

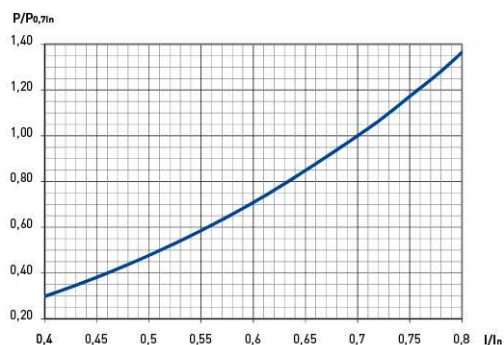
Para los modelos UL, la tensión máx de funcionamiento es igual a la tensión nominal.

Dimensiones

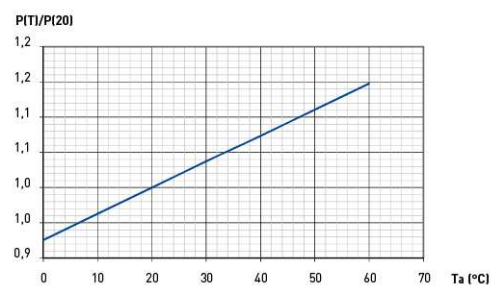


Características eléctricas

Nº Ref. Catálogo	Perdidas (W) @ 0.7I _n & 20°C
ATMR5	0.582
ATMR8	0.673
ATMR10	0.753
ATMR15	0.822
ATMR20	0.980
ATMR25	1.07
ATMR30	1.19



Coefficiente corrector de la potencia disipada en función de la temperatura ambiente





DE LS63 Magnetotérmicos

Características

Diseño atractivo y moderno

- Apariencia elegante, en caja curvada con maneta de mando ergonómica para una operación fácil
- Con indicador de posición
- Con tapa transparente para etiqueta de identificación

Alta capacidad de corto circuito

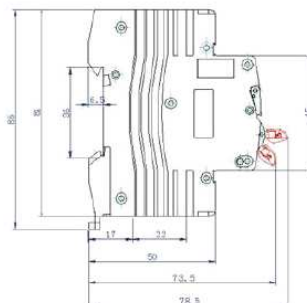
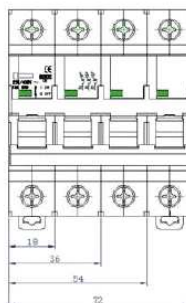
- La gama DE LS63 ofrece una elevada capacidad de corto circuito de 10 kA hasta 63A
- Vida eléctrica larga de 6000 maniobras



Datos técnicos

Nº de Polos	1P, 1P+N, 2P, 3P, 3P+N, 4P
Tensión nominal	230/400V
Calibres (A)	1, 2, 3, 4, 6, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63
Curvas	B, C, D
Int. corto circuito (Icn)	10 kA
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Limitación de energía	Clase 3
Tensión de impulso	6,2 kV
Vida electro-mecánica	8000
Tipo de terminal	Tornillo, borne de caja
Capacidad borne	Conductor rígido hasta 25mm ²
Par de apriete	2,0 Nm
Fijación	Carril DIN 35mm / tornillos
Normas	IEC60898, CE, SEMKO, KEMA

Dimensiones



Referencias

DE LS63 C-P-A donde:

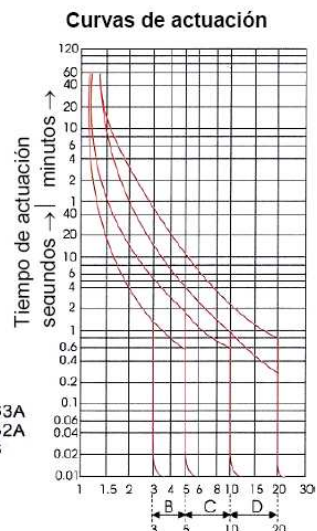
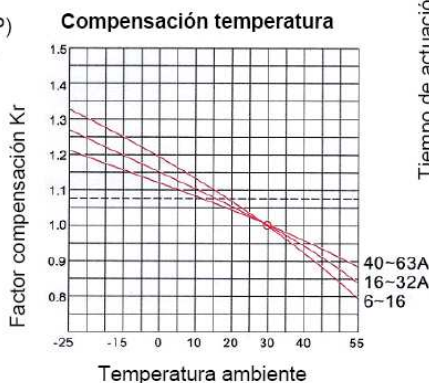
C = Curva (B, C, ó D)

P = nº de Polos (1P, 1PN, 2P, 3P, 3PN ó 4P)

A = Calibre (1, 2, 3, 4, 6, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, ó 63)

Por ejemplo: DE LS63 C-1P-10

Curvas





DE FI63 Protección diferencial

Características

Diseño atractivo y moderno

- Apariencia elegante, en caja curvada

Elevada intensidad nominal

- Intensidad nominal de 63A, apto para circuitos y instalaciones de 16A, 25A, 32A, 40A y 63A

Alta capacidad de corto circuito

- La gama DE FI63 ofrece una elevada capacidad de corto circuito de 6 kA
- Vida eléctrica larga de 4000 maniobras

Preparada para intensidades sinusoidales y no-sinusoidales

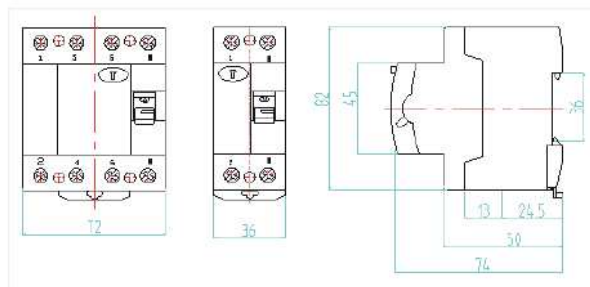
- Protección diferencial clase A garantiza un funcionamiento correcto también para señales no-lineales evitando desconexiones indeseadas debido a armónicos ó distorsiones



Datos técnicos

Nº de Polos	2P, 4P
Tensión nominal	230/400V
Sensibilidad $I_{\Delta n}$	30mA, 100mA, 300mA
Calibres (A)	63
Clase protección	A
Int. corto circuito (I_{cn})	6 kA
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Fusible recomendado	80A
Intensidad cierre/corte	630A
Tiempo actuación	< 0,1s
Margen int. residual	0,5 $I_{\Delta n}$ - 1 $I_{\Delta n}$
Vida electro-mecánica	4000
Tipo de terminal	Tornillo, borne de caja
Capacidad borne	Conductor rígido hasta 25mm ²
Par de apriete	2,0 Nm
Fijación	Carril DIN 35mm / tornillos
Normas	IEC61008, CE, SEMKO

Dimensiones



Referencias

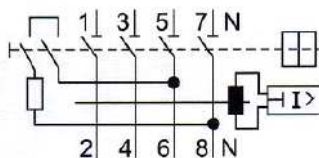
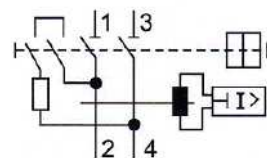
DE FI63 P-S donde:

P = nº de Polos (2P, 4P)

S = Sensibilidad en mA (30, 100, 300)

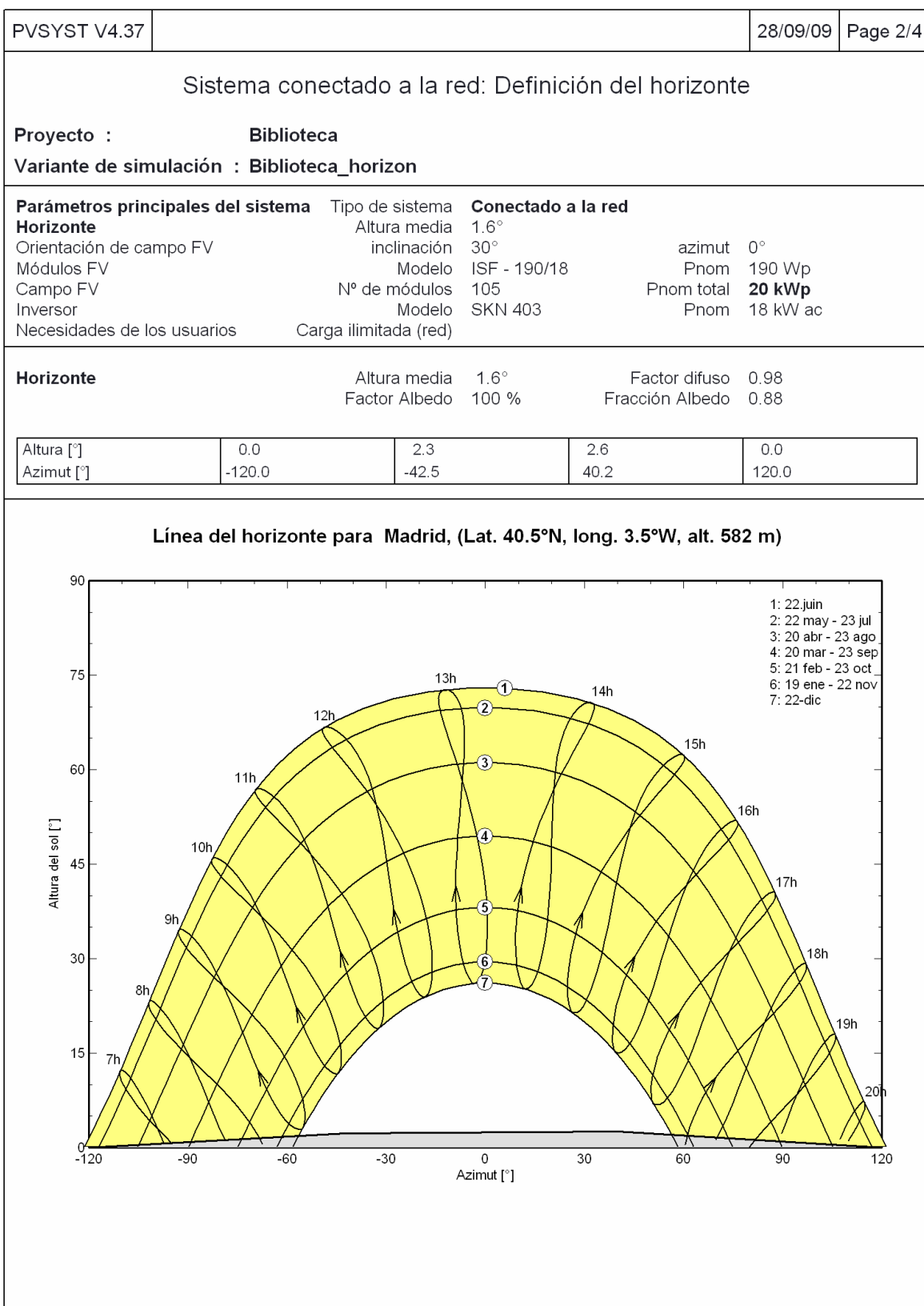
Por ejemplo: DE FI63 2P-30

Esquema

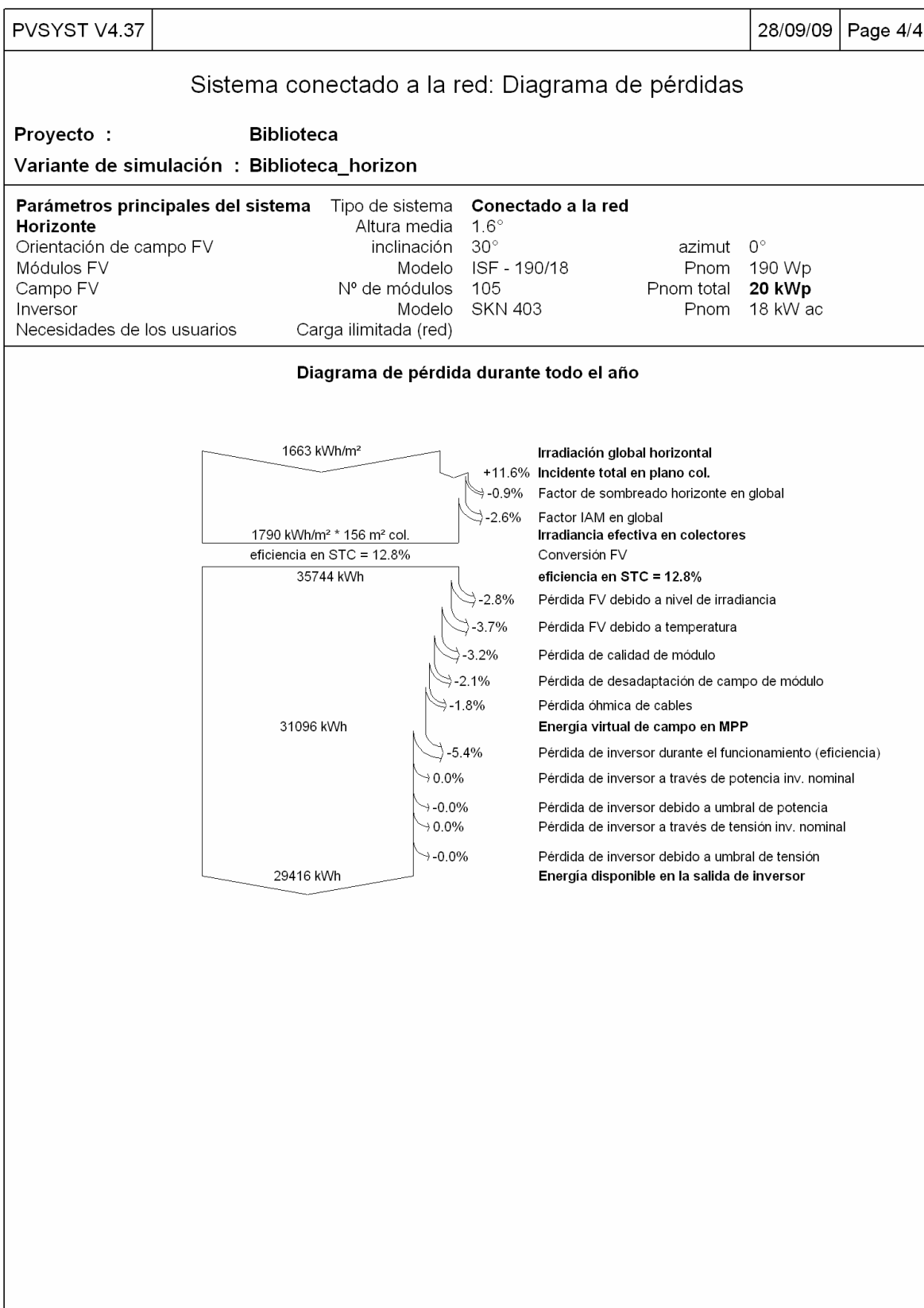


Resultados de la simulación

PVSYST V4.37					28/09/09	Page 1/4
Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación						
Proyecto :		Biblioteca				
Lugar geográfico		Madrid		País	España	
Situación		Latitud	40.5°N	Longitud	3.5°W	
Hora definida como		Hora legal	Zona horaria UT+1	Altitud	582 m	
		Albedo	0.20			
Datos meteorológicos : Madrid , synthetic hourly data						
Variante de simulación : Biblioteca_horizon						
		Fecha de simulación	28/09/09 17h20			
Parámetros de simulación						
Orientación de plano de colector		Inclinación	30°	Azimut	0°	
Horizonte		Altura media	1.6°			
Sombras próximas		Sin sombras				
Características de campo FV						
Módulo FV	Si-mono	Modelo	ISF - 190/18			
		Fabricante	Isofoton			
Número de módulos FV		En serie	15 módulos	En paralelo	7 cadenas	
Total número de módulos FV		Nº módulos	105	Potencia nom. un.	190 Wp	
Potencia total campo		Nominal (STC)	20 kWp	En cond. funcionamiento	18 kWp (50°C)	
Condiciones de operación del campo (50°C)		U mpp	352 V	I mpp	52 A	
Superficie total		Superficie de módulo	156 m²			
Factores de pérdida de campo FV						
Factor de pérdida de calor		ko (const)	29.0 W/m²K	kv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Temp. nom. func. col. (800 W/m², Tamb=20°C, viento 1 m/s)				NOCT	45 °C	
Pérdida óhmica de cables		Res. campo total	218.8 mOhm	Fracción de pérdida	3.0 % en STC	
Pérdida de diodos serie		Caída de tensión	0.7 V	Fracción de pérdida	0.2 % en STC	
Pérdida de calidad de módulo				Fracción de pérdida	3.0 %	
Pérdida de desadaptación de módulo				Fracción de pérdida	2.0 % en MPP	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1-bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo	0.05	
Parámetro del sistema		Tipo de sistema	Sistema conectado a la red			
Inversor		Modelo	SKN 403			
		Fabricante	Solar Konzept			
Características de inversor	Tensión de funcionamiento	300-450 V	Potencia nom. un.	18 kW AC		
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)						



PVSYST V4.37		28/09/09		Page 3/4																																																																																																																																																																																																																										
Sistema conectado a la red: Resultados principales																																																																																																																																																																																																																														
Proyecto :		Biblioteca																																																																																																																																																																																																																												
Variante de simulación :		Biblioteca_horizon																																																																																																																																																																																																																												
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema		Conectado a la red																																																																																																																																																																																																																										
Horizonte		Altura media		1.6°																																																																																																																																																																																																																										
Orientación de campo FV		inclinación		30°																																																																																																																																																																																																																										
Módulos FV		Modelo		ISF - 190/18																																																																																																																																																																																																																										
Campo FV		N° de módulos		105																																																																																																																																																																																																																										
Inversor		Modelo		SKN 403																																																																																																																																																																																																																										
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)																																																																																																																																																																																																																												
				azimut 0°																																																																																																																																																																																																																										
				Pnom 190 Wp																																																																																																																																																																																																																										
				Pnom total 20 kWp																																																																																																																																																																																																																										
				Pnom 18 kW ac																																																																																																																																																																																																																										
Resultados de simulación principales																																																																																																																																																																																																																														
Producción del sistema		Energía producida		29.42 MWh/año																																																																																																																																																																																																																										
		Índice de rendimiento PR		79.5 %																																																																																																																																																																																																																										
				Específico 1474 kWh/kWp/año																																																																																																																																																																																																																										
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 20 kWp																																																																																																																																																																																																																														
<div><div><div><div><div></div><div></div><div></div></div><div><div>Lc : Pérdida de recogida (pérdidas de campo FV)</div><div>Ls : Pérdida del sistema (inversor, ...)</div><div>Yf : Energía útil producida (Salida de inversor)</div></div><div><div>0.81 kWh/kWp/día</div><div>0.23 kWh/kWp/día</div><div>4.04 kWh/kWp/día</div></div></div></div><div><table><thead><tr><th>Month</th><th>Lc</th><th>Ls</th><th>Yf</th><th>Total</th></tr></thead><tbody><tr><td>Ene</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>2.4</td><td>2.6</td></tr><tr><td>Feb</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>3.1</td><td>3.3</td></tr><tr><td>Mar</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>4.5</td><td>4.7</td></tr><tr><td>Abr</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>4.1</td><td>4.3</td></tr><tr><td>Mayo</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>5.5</td><td>5.7</td></tr><tr><td>Jun</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>6.3</td><td>6.5</td></tr><tr><td>Jul</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>6.3</td><td>6.5</td></tr><tr><td>Ago</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>5.5</td><td>5.7</td></tr><tr><td>Sep</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>4.7</td><td>4.9</td></tr><tr><td>Oct</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>3.9</td><td>4.1</td></tr><tr><td>Nov</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>2.4</td><td>2.6</td></tr><tr><td>Dic</td><td>0.1</td><td>0.1</td><td>1.9</td><td>2.1</td></tr></tbody></table></div></div> <div><div><div></div><div></div></div><div><div>PR : Tasa de rendimiento (Yf / Yf) : 0.795</div><div><table><thead><tr><th>Month</th><th>PR</th></tr></thead><tbody><tr><td>Ene</td><td>0.82</td></tr><tr><td>Feb</td><td>0.81</td></tr><tr><td>Mar</td><td>0.82</td></tr><tr><td>Abr</td><td>0.81</td></tr><tr><td>Mayo</td><td>0.80</td></tr><tr><td>Jun</td><td>0.79</td></tr><tr><td>Jul</td><td>0.78</td></tr><tr><td>Ago</td><td>0.79</td></tr><tr><td>Sep</td><td>0.80</td></tr><tr><td>Oct</td><td>0.81</td></tr><tr><td>Nov</td><td>0.81</td></tr><tr><td>Dic</td><td>0.80</td></tr></tbody></table></div></div></div> <div><div>Biblioteca_horizon</div><div>Balances y resultados principales</div><table><thead><tr><th></th><th>GlobHor kWh/m²</th><th>T Amb °C</th><th>GlobInc kWh/m²</th><th>GlobEff kWh/m²</th><th>EArray kWh</th><th>EOutInv kWh</th><th>EffArrR %</th><th>EffSysR %</th></tr></thead><tbody><tr><td>Enero</td><td>66.0</td><td>5.50</td><td>100.4</td><td>96.8</td><td>1755</td><td>1656</td><td>11.19</td><td>10.56</td></tr><tr><td>Febrero</td><td>77.0</td><td>7.00</td><td>102.9</td><td>99.2</td><td>1774</td><td>1671</td><td>11.04</td><td>10.39</td></tr><tr><td>Marzo</td><td>141.0</td><td>9.30</td><td>172.5</td><td>166.8</td><td>2984</td><td>2834</td><td>11.07</td><td>10.52</td></tr><tr><td>Abril</td><td>153.0</td><td>11.60</td><td>161.7</td><td>155.9</td><td>2756</td><td>2611</td><td>10.91</td><td>10.33</td></tr><tr><td>Mayo</td><td>204.0</td><td>15.50</td><td>199.9</td><td>193.0</td><td>3354</td><td>3179</td><td>10.74</td><td>10.18</td></tr><tr><td>Junio</td><td>223.0</td><td>20.40</td><td>209.0</td><td>201.8</td><td>3437</td><td>3260</td><td>10.53</td><td>9.98</td></tr><tr><td>Julio</td><td>230.0</td><td>24.30</td><td>219.4</td><td>211.8</td><td>3548</td><td>3366</td><td>10.35</td><td>9.82</td></tr><tr><td>Agosto</td><td>201.0</td><td>23.80</td><td>208.4</td><td>201.5</td><td>3389</td><td>3213</td><td>10.41</td><td>9.87</td></tr><tr><td>Septiembre</td><td>150.0</td><td>20.30</td><td>175.2</td><td>169.3</td><td>2896</td><td>2745</td><td>10.58</td><td>10.03</td></tr><tr><td>Octubre</td><td>105.0</td><td>14.50</td><td>139.9</td><td>135.3</td><td>2367</td><td>2238</td><td>10.83</td><td>10.24</td></tr><tr><td>Noviembre</td><td>64.0</td><td>8.90</td><td>90.1</td><td>86.6</td><td>1534</td><td>1437</td><td>10.89</td><td>10.20</td></tr><tr><td>Diciembre</td><td>49.0</td><td>5.90</td><td>75.8</td><td>72.5</td><td>1293</td><td>1205</td><td>10.93</td><td>10.18</td></tr><tr><td>Año</td><td>1663.0</td><td>13.96</td><td>1855.3</td><td>1790.5</td><td>31088</td><td>29416</td><td>10.73</td><td>10.15</td></tr></tbody></table><div><div><div><div>Leyendas:</div><div>GlobHor</div><div>T Amb</div><div>GlobInc</div><div>GlobEff</div></div><div><div>Irradiación global horizontal</div><div>Temperatura ambiente</div><div>Incidente total en plano col.</div><div>Global efectivo, corr. para IAM y sombras</div></div><div><div>EArray</div><div>EOutInv</div><div>EffArrR</div><div>EffSysR</div></div><div><div>Energía efectiva en la salida del campo</div><div>Energía disponible en la salida de inversor</div><div>Efic. campo Esal / sup. bruta</div><div>Efic. sistema Esal / sup. bruta</div></div></div></div></div>						Month	Lc	Ls	Yf	Total	Ene	0.1	0.1	2.4	2.6	Feb	0.1	0.1	3.1	3.3	Mar	0.1	0.1	4.5	4.7	Abr	0.1	0.1	4.1	4.3	Mayo	0.1	0.1	5.5	5.7	Jun	0.1	0.1	6.3	6.5	Jul	0.1	0.1	6.3	6.5	Ago	0.1	0.1	5.5	5.7	Sep	0.1	0.1	4.7	4.9	Oct	0.1	0.1	3.9	4.1	Nov	0.1	0.1	2.4	2.6	Dic	0.1	0.1	1.9	2.1	Month	PR	Ene	0.82	Feb	0.81	Mar	0.82	Abr	0.81	Mayo	0.80	Jun	0.79	Jul	0.78	Ago	0.79	Sep	0.80	Oct	0.81	Nov	0.81	Dic	0.80		GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %	Enero	66.0	5.50	100.4	96.8	1755	1656	11.19	10.56	Febrero	77.0	7.00	102.9	99.2	1774	1671	11.04	10.39	Marzo	141.0	9.30	172.5	166.8	2984	2834	11.07	10.52	Abril	153.0	11.60	161.7	155.9	2756	2611	10.91	10.33	Mayo	204.0	15.50	199.9	193.0	3354	3179	10.74	10.18	Junio	223.0	20.40	209.0	201.8	3437	3260	10.53	9.98	Julio	230.0	24.30	219.4	211.8	3548	3366	10.35	9.82	Agosto	201.0	23.80	208.4	201.5	3389	3213	10.41	9.87	Septiembre	150.0	20.30	175.2	169.3	2896	2745	10.58	10.03	Octubre	105.0	14.50	139.9	135.3	2367	2238	10.83	10.24	Noviembre	64.0	8.90	90.1	86.6	1534	1437	10.89	10.20	Diciembre	49.0	5.90	75.8	72.5	1293	1205	10.93	10.18	Año	1663.0	13.96	1855.3	1790.5	31088	29416	10.73	10.15
Month	Lc	Ls	Yf	Total																																																																																																																																																																																																																										
Ene	0.1	0.1	2.4	2.6																																																																																																																																																																																																																										
Feb	0.1	0.1	3.1	3.3																																																																																																																																																																																																																										
Mar	0.1	0.1	4.5	4.7																																																																																																																																																																																																																										
Abr	0.1	0.1	4.1	4.3																																																																																																																																																																																																																										
Mayo	0.1	0.1	5.5	5.7																																																																																																																																																																																																																										
Jun	0.1	0.1	6.3	6.5																																																																																																																																																																																																																										
Jul	0.1	0.1	6.3	6.5																																																																																																																																																																																																																										
Ago	0.1	0.1	5.5	5.7																																																																																																																																																																																																																										
Sep	0.1	0.1	4.7	4.9																																																																																																																																																																																																																										
Oct	0.1	0.1	3.9	4.1																																																																																																																																																																																																																										
Nov	0.1	0.1	2.4	2.6																																																																																																																																																																																																																										
Dic	0.1	0.1	1.9	2.1																																																																																																																																																																																																																										
Month	PR																																																																																																																																																																																																																													
Ene	0.82																																																																																																																																																																																																																													
Feb	0.81																																																																																																																																																																																																																													
Mar	0.82																																																																																																																																																																																																																													
Abr	0.81																																																																																																																																																																																																																													
Mayo	0.80																																																																																																																																																																																																																													
Jun	0.79																																																																																																																																																																																																																													
Jul	0.78																																																																																																																																																																																																																													
Ago	0.79																																																																																																																																																																																																																													
Sep	0.80																																																																																																																																																																																																																													
Oct	0.81																																																																																																																																																																																																																													
Nov	0.81																																																																																																																																																																																																																													
Dic	0.80																																																																																																																																																																																																																													
	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %																																																																																																																																																																																																																						
Enero	66.0	5.50	100.4	96.8	1755	1656	11.19	10.56																																																																																																																																																																																																																						
Febrero	77.0	7.00	102.9	99.2	1774	1671	11.04	10.39																																																																																																																																																																																																																						
Marzo	141.0	9.30	172.5	166.8	2984	2834	11.07	10.52																																																																																																																																																																																																																						
Abril	153.0	11.60	161.7	155.9	2756	2611	10.91	10.33																																																																																																																																																																																																																						
Mayo	204.0	15.50	199.9	193.0	3354	3179	10.74	10.18																																																																																																																																																																																																																						
Junio	223.0	20.40	209.0	201.8	3437	3260	10.53	9.98																																																																																																																																																																																																																						
Julio	230.0	24.30	219.4	211.8	3548	3366	10.35	9.82																																																																																																																																																																																																																						
Agosto	201.0	23.80	208.4	201.5	3389	3213	10.41	9.87																																																																																																																																																																																																																						
Septiembre	150.0	20.30	175.2	169.3	2896	2745	10.58	10.03																																																																																																																																																																																																																						
Octubre	105.0	14.50	139.9	135.3	2367	2238	10.83	10.24																																																																																																																																																																																																																						
Noviembre	64.0	8.90	90.1	86.6	1534	1437	10.89	10.20																																																																																																																																																																																																																						
Diciembre	49.0	5.90	75.8	72.5	1293	1205	10.93	10.18																																																																																																																																																																																																																						
Año	1663.0	13.96	1855.3	1790.5	31088	29416	10.73	10.15																																																																																																																																																																																																																						



7. BIBLIOGRAFÍA

Libros

- “Curso de energía solar: Fotovoltaica, térmica y termoeléctrica”. Editor: A. Madrid Vicente. 2009.
- “Guía completa de la energía solar fotovoltaica”. Autor: José M. Fernández Salgado. Editor: A. Madrid. 2007.
- “Sistemas fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas”. Autor: Miguel Alonso Abella. Editor: S.A.P.T. Publicaciones Técnicas. 2005.
- “Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica”. Editor: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). 2005.
- “Curso energía solar fotovoltaica”. Autores: Pedro Pérez Higuera, Juan Domingo Aguilar Peña. Grupo IDEA. 2004.
- “Cursos de instalaciones de energía solar fotovoltaica de conexión a red”. Voltimum.

Artículos

- “Estado de la situación de las energías renovables en Europa”. EarthCare.
- “Historia de la energía solar fotovoltaica”. ASIF.2008.
- “Energías renovables”. Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía. (IDAE). 2007.
- “Energía solar, estado actual y perspectiva inmediata: Marco regulatorio, legislación y financiación”. Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT). 2005.

Páginas web:

www.asif.org
www.censolar.es
www.cne.es
www.idae.es
www.appa.es
www.solarweb.net
www.isofoton.com
www.energiasrenovables.ciemat.es
www.otrasenergias.com
www.solarpedia.es
www.suelosolar.es
www.erenovable.com
www.lageneraciondelsol.com
www.mofinet.com
www.promasol.com
www.solarfotovoltaicas.com
<http://sunbird.jrc.it/pvgis/apps/radmonth.php>